

RPI

4 000

119019
: + 7 (495) 777-7707 3596
e-mail: ESFedina@tnk-bp.com

« »Innovator magazine is published
once every three months

Editor in Chief
Olga Grigorieva

Steering Board
Valery Amirov, Mikhail Kholodov,
Vsevolod Sadokhin, Timur Manapov,
Alexey Kalinin, Valery Kikhtenko

Project Coordinator
Ekaterina Smirnova

Executive Secretary
Sergey Chernyshov

Editorial Assistant
Evgeniya Fedina

Design and Layout
Alexander Lunev
Dmitry Donskoy

Innovator is a publication of TNK-BP

Publisher
RPI

Press run: 4,000

Address
TNK-BP, 1 Arbat St., Moscow 119019
Tel.: + 7 (495) 777-7707 ext. 3596
e-mail: ESFedina@tnk-bp.com

over designed by Oleg Golovanov

77-22430

The magazine is registered by the Federal Service
for Media Law Compliance and Cultural Heritage.
Registration certificate 77-22430



Igor Rustamov,
General Director, VCNG

2008

« » ()

\$1,5

« »

« »

6

« »

Verkhnechonskoye (VC) field, the biggest field in East Siberia, was brought into commercial production in October 2008; in less than a year, VCNG celebrated production of its first million tons of oil.

VC reserves remained unclaimed for a long time. The field development was impeded by a number of factors including remote location in taiga miles away from any infrastructure and unique geologic structure and reservoir conditions.

The pivotal point was a decision of the Government of Russian Federation about changing the route of the East Siberia – Pacific Ocean oil pipeline system (ESPO). This granted VC crude a steady sales market thus changing the future of the field dramatically. It took only several years to construct a modern technology-intensive oil field infrastructure: oil crude pipeline, electric power lines, automobile road, oil production and treatment facilities and a comfortable camp for workers.

TNK-BP ensures continuous growth of investment into development of the asset which is currently close to \$1.5 bln. These means are used to introduce the latest technologies, equip the field with front-end machinery and facilities that would help develop such a complicated asset most efficiently, and continuously ensure personnel safety.

VCNG will play an ever growing role in development of the oil production complex in East Siberia. The best Russian and international service contractors are coming to the region to provide a wide range of services from drilling to managing comprehensive production chemistry programs.

Production of the first million tons of crude is a convincing sign that VCNG enters the new stage of evolution and progressively becomes a production center. The future of the asset is associated with hydrocarbons production growth, primarily through the introduction of modern technologies and equipment to improve the project's efficiency. In the next five years the company intends to increase production up to 6 mln t of crude per year.

One of the key conditions for successful progression is the completion of the full field development project design. The VC Project Management Team works jointly with VCNG team and best international practices and unique experience gained in the process of field development are applied to resolve this task.

We can say with confidence that this experience is priceless for oil business and we share it today with the readers of the Innovator.

N - to Start Seismic Acquisition in Astrakhan Region

TNK-BP

In November – December, 2009, renburgneft will start seismic exploration in Kirikilinsky and Vatazhny Severny license areas in Astrakhan Region.

In 2006, N - acquired three production licenses in Astrakhan Region. Two of the license areas (Vatazhny Severny and Kirikilinsky licenses) are located within the environmentally sensitive delta of the Volga River, near specially protected natural areas and wetlands of international importance included on the Ramsar List.

In 2008, nongovernmental environmental organizations conducted environmental and landscape mapping of the Volga River delta within the license areas in order to assess the degree of anthropogenic impact. TNK-BP provided financial support to the project. Results of the project were used to prepare environmental impact assessment materials and develop monitoring programs for Vatazhny Severny and Kirikilinsky license blocks.

In July, 2009, the Company held a round-table with the representatives of the local administration, nongovernmental organizations and the heads of biosphere reserves to discuss the environmental and fisheries regulations that apply to seismic acquisition operations.

N - assured that the seismic survey will not involve any drilling and blasting operations. The vehicles carrying seismic sources will be mounted on wide wheels producing ground pressure comparable to that produced by bicycle tyres. Seismic signal duration is only nine seconds – such signal is not felt even as close as 50m from vibration source. Moreover, chemicals harmful to fish farms will not be used in seismic operations.

First Five-Lateral Horizontal Well Drilled in Russkoye Field

TNK-BP SIBERIA

tyumenneftegaz drilled the first five-lateral horizontal well in Russkoye field. Its flow rate exceeded initial expectations; however, production volumes will be estimated more accurately in winter when the winter road has been constructed and oil can be exported.

Such wells are still a rarity in Russia – this technology is used for complicated production conditions. Complicating factors in Russkoye field include viscous oil, a vast gas cap and permafrost. “This technology was selected in order to ensure larger reservoir coverage, to establish connectivity and reservoir properties,” explains Evgeny Zadorzhny, Tyumenneftegaz General Director. “New drilling technology testing results will be evaluated after well commissioning.”

6,500 m were drilled in Russkoye field in the first half of 2009. Multi-hole drilling technology was also tested in three wells of Pilot 2; afterwards, the whole volume of drilling waste was utilized. Oil production over the first six months amounted to 19,000 t which is twice as much as was produced over the corresponding period of 2008.

On top of that, the construction of Phase 1 of start-up oil transfer facility was completed, well pad and trial course of the access road to Pilot 3 were constructed. Those are accomplishments of great importance given a complete lack of infrastructure in the production area.

Russkoye oil production over the first six months of 2009 amounted to 19,000 t of oil.



ФОТО: НИКОЛАЙ ЧЕБАНОВ / ФОТО: НИКОЛАЙ ЧЕБАНОВ

Production Equipment Improved in Nyagan

TNK-NYAGAN

TNK-Nyagan's Oil and Gas Production Shop # 4 has been operating two wells with improved sucker rod pumps (SRP) made by Cameron since February 2009.

The new equipment allowed changing the production method for wells # 1861 and # 1841 in Yem-Yegovskaya area where ESPs were uneconomic and inefficient. “Low fluid inflow to the bottomhole formation zone and high gas-oil ratio inevitably resulted in pump gassing and no flow. The risk of submersible motor overheating was also high. The improved SRPs by Cameron helped resolve the production problems and resume efficient well operation,” comments Ildar Fatkhutdinov, Acting Foreman of Shop # 4 Well Stabilization Crew.

In addition, SRP surface equipment was also upgraded. Mir controls with variable speed drives were installed that regulate the current and pumping frequency with no stops. There is an echo sounder installed in the annulus to determine the fluid level and a weight sensor fixed to the polished rod. These devices provide data for a dynamometer chart that describes pump operation. The chart is displayed on the operator console.

The average daily rate of wells # 1841 and # 1861 currently amounts to 14 t and 10 t of oil, respectively, and the entire equipment package of the wells operates reliably.

TNNC Contributed to Discovering Three New Fields

TNK-BP SIBERIA

Since the beginning of 2009, three new fields (Zapadno-Okhtymorskoye, marginskoye and Vostochno-Kalinovoye) have been discovered with the participation of Tyumen Petroleum Research Center (TNNC).

Zapadno-Okhtymorskoye field is located in Khanty-Mansiysk Autonomous District – Yugra, in the license area held by Nafta-Yugra. 1 and 2 oil-in-place volumes are about 1.3 mln t. marginskoye field is located in the south of Tyumen Region, in the license area of TNK-Uvat. Geologists estimated the field reserves at 1.5 mln t. Vostochno-Kalinovoye field with 823,000 t of oil reserves was discovered in Orenburg Region, in the license block held by renburgneft.

As part of exploration and appraisal activity, TNNC is currently providing research and technical support to 133 license areas, including 13 blocks of the Uvat Project. Tyumen Core Storage Facility holds 80 km of core sampled in most of the Company's fields and placed at the facility for a long-term storage.

Heating Cable to Mitigate Environmental Risks

ONAKO-MEDIA

Orenburgneft's Buzulukneft applies a heating cable to tackle production tasks with no damage to the environment.

Factors complicating Brent crude artificial lift include high gas-oil ratio, presence of wax, and significant depth of occurrence. While pump meantime between failures in Buzuluk is 500 days to 600 days, Pervomaysky area pump run life is twice as short. That is why a new method was first applied here.

“When we thought of how to minimize the environmental risks associated with resulant treatment, we decided to apply a heating cable. When run in operating well tubing, it keeps increasing the temperature thus making it possible to transport wax from the well rather than burning it after mechanical well cleanup,” says Alexey Dranitsyn, Head of Buzulukneft Production Technology Section.

Two heating cable units are run in Pervomayskaya group of fields and another one in Garshinskoye field. “We selected the wells that are most frequently cleaned by milling with subsequent pit burning,” comments Dranitsyn.

Next year It is planned to apply this technology to more wells.

2009
 () 4 « - »
 () Cameron.
 1861 1841
 1,3
 1,5
 133
 80
 Cameron
 », -
 -4
 « »
 1841 1861
 14 10
 ТНК-НЯГАНЬ

2009
 () : - ,
 - - « - »
 1 2
 « - », 823
 « - »
 , 13
 ТНК-ВР СИБИРЬ

« » - 2009
 2006
 2008
 2009
 50
 ТНК-ВР

« »
 « »
 2009
 6500 ,
 2

« » « »
 Brent
 500-600
 « ,
 », -
 «
 »
 «
 », -
 ОНАКО-МЕДИА



19
 3
 ТНК-ВР СИБИРЬ

:

Drilling in VC: Innovative Technology and Work Organization

Еще два года назад проект разработки Верхнечонского месторождения считался экономически убыточным, но сегодня его коммерческий потенциал не вызывает сомнений. Реализация проекта стала возможной, в первую очередь, благодаря оптимизации капитальных затрат в области бурения и строительства инфраструктуры. Особенности геологического строения месторождения вынуждают специалистов строить самые сложные скважины в ТНК-ВР, а недавно был поставлен своего рода рекорд – скважина пробурена за 18 суток.

Директор по бурению ОАО «Верхнечонскнефтегаз» Кевин Уилсон рассказал «Новатору» какие технические решения и методы оптимизации работ позволили достичь таких результатов.

Back in 2007, Verkhnechonskoye (VC) project was considered uneconomic, yet today there's no doubt about the commercial potential of the field. First and foremost this is thanks to CAPEX optimization in drilling and infrastructure. In VC the most complex wells in TNC-BP are drilled to meet the unique geological challenges of the field. The company has recently achieved a record of 18 days per well! The Innovator talked to Kevin Wilson, VCNG Drilling Director, about the technological advances and work optimization approaches that ensured this remarkable acceleration.



(WilsonK@vcng.ru),

«
»
Kevin Wilson (WilsonK@vcng.ru),
Drilling Director, VCNG

The complexity of subsurface structure in Verkhnechonskoye (VC) field is unique and most of those complexities present challenges on drilling viewpoint.

To start with, the reservoir is very shallow (1,650 m deep), the productive horizon is less than 10 m. The reservoir is heterogeneous with areas of different permeability due to the mineral salt depositions. Therefore, the net pay zone in the 10-meter thin section is even smaller reaching about 3 m.

These challenges impose the need for some front-end technology to ensure cost-effective drilling in VC field.

Hitting the Sweet Spot

When VCNG began drilling back in 2005, only vertical wells were built at the time. Considering the thin net pay of VC formation those wells did not show great productivity. Later, the drilling plan was thoroughly revised with a view to the geological structure of the reservoir. The project subsurface team proposed a development plan based on directional and horizontal wells rather than vertical wells. This helped halve the initially planned number of wells while maintaining overall productivity. However, due to the heterogeneous nature of VC formation some horizontal wells happened to be drilled in areas with poor permeability and had low flow rates

The solution to boost the initial flow rates was found in 2009. The use of rotary steerable systems by Schlumberger while allowed the drilling bit to stay inside the sweet spot of the reservoir avoid-

Верхнечонское месторождение имеет уникальное по сложности геологическое строение, и его особенности осложняют задачу эффективного бурения. В первую очередь отметим весьма небольшую глубину залегания пласта (1 650 м) и малую мощность продуктивного горизонта – менее 10 м. Из-за отложений минеральных солей коллектор неоднороден по проницаемости, и поэтому эффективная нефтенасыщенная мощность оказывается еще меньше и составляет всего около 3 м.

Очевидно, что для обеспечения рентабельности буровых работ на месторождении необходимо использование передовых технологий.

ОАО «Верхнечонскнефтегаз» приступило к разбуриванию месторождения в 2005 году. В то время строились лишь вертикальные скважины, однако, учитывая незначительную эффективную нефтенасыщенную мощность Верхнечонского горизонта, все они были малопродуктивны. Геологи, работающие в составе проектной команды, предложили новую технологическую схему разработки месторождения, предусматривающую строительство не вертикальных, а наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Это позволило сократить число скважин вдвое, сохранив при этом их совокупную производительность. Однако впоследствии оказалось, что из-за неоднородности коллектора некоторые горизонтальные скважины были пробурены в зонах низкой проницаемости, и их дебиты были ниже ожидаемых.

В 2009 году был найден способ существенно увеличить продуктивность новых скважин: использование роторно-управляемых систем бурения компании Schlumberger обеспечило продвижение долота по наиболее перспективным участкам пласта с обходом отложений солей и зон низкой проницаемости. Технология геонавигации состоит в проведении каротажных исследований непосредственно в процессе бурения: установленные на долоте датчики анализируют геолого-геофизические характеристики породы и, таким образом, позволяют выявить участки с наилучшей проницаемостью, в которых и следует продолжать бурение. С использованием этой технологии сегодня на Верхнечонском месторождении бурятся скважины с длиной по стволу около 3 600 м при глубине по вертикали всего 1 650 м.

Применение геонавигации позволило добиться значительного увеличения продуктивности скважин: если раньше запускные дебиты составляли в среднем 100 т в сутки, то сегодня из каждой скважины добывается до 200-250 т ежедневно. Очевидно, применение новой технологии абсолютно оправдано: она позволяет быстрее окупить инвестиции.

ing the salt depositions and poor permeability areas. The LWD technology ('logging while drilling') provides for the installation of sensors at the drilling bit that analyze the rock geophysics and identify the areas of best permeability to continue drilling. Thus, wells with a measured depth of 3,600 m and true vertical depth of mere 1,650 m are now being drilled in VC field.

The use of LWD geosteering increased the amount of oil produced from each well. The flow rates reach 200 tpd to 250 tpd per well as compared to the average flow rate of 100 tpd of the previously drilled wells. Obviously, the new technology proves cost-effective and helps pay back the investment much quicker.

Continuous Improvement

Yet another VC challenge facing the drilling engineers is the hard rock characteristic of Irkutsk Region. The hardest rock is in the surface sections due to the presence of cherts.

To increase the rate of penetration and thus reduce the number of days per well VCNG drilling engineers use high-torque slow-speed motors and put a lot of effort into the drilling bit design.

Originally VCNG used roller-cutter bits that were appropriate in the other areas of Russia where the rock is softer. Soon it was clear that those bits did not meet the challenge and harder bits were sought for. Success came with the use of PDC bits. Exact charts for each bit performance are developed to identify the areas for further improvement in bit run life, rate of penetration and rate of penetration gain versus cost of bit. So far the improvements are remarkable. A well section used to be drilled with four or five bits while now only one bit is used to drill a similar section.

However the fantastic success with PDC bits refers to the lower sections only. The next challenge for VCNG drilling team is efficient application of PDC technology in the upper portions of the hole where the rock is extremely hard.

Time-Based Approach

Traditionally, the drilling contracts in Russia have a turn-key basis. Similar approach was used in VCNG to drill vertical wells back in 2005. The average drilling time was 150 days. The responsibility for drilling a well was entirely on the contractors, so the companies preferred to play on the safe side rather than take risk to introduce front-end international solutions. Moreover, there was no real incentive for the contractor to optimize the drilling rate and productivity. This is where the day-work contracts come in.

Today VCNG takes all the risks of drilling decisions and engineering and the contractor is paid for the rental of its equipment and crew only. This concerns contractors working in all areas related to drilling, e.g. directional drilling, muds, cementing. The contractor's objective is to provide VCNG with a 100-percent working equipment (a rig, a mud pump, tools, etc.) to the required specification and

Бурение в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» осложняется еще одним фактором – месторождение сложено твердыми породами, что характерно для Иркутской области. Наиболее твердые породы наблюдаются в верхних интервалах, где присутствуют кремнистые сланцы.

Для увеличения скорости проходки и сокращения сроков бурения применяют электродвигатели с высоким крутящим моментом при малой частоте вращения, кроме того, большое внимание уделяется оптимизации конструкции долот.

Изначально на Верхнечонском месторождении применялись шарошечные долота, использование которых было оправдано в других регионах России в условиях более мягких пород. Вскоре стало ясно, что для эффективного разбуривания этого месторождения такие долота не подходят – требовался инструмент для более твердых пород. Значительных результатов удалось добиться с переходом на долота PDC (с поликристаллическими алмазными вставками). Показатели работы каждого долота отражаются в специальных диаграммах, что позволяет выявить потенциальные возможности для дальнейшего увеличения срока службы инструмента, скорости проходки и улучшения показателя скорости проходки относительно стоимости долота. Результат не заставил себя долго ждать: если раньше для разбуривания определенного интервала скважины требовалось четыре-пять долот, то сегодня с этой же задачей справляется всего одно.

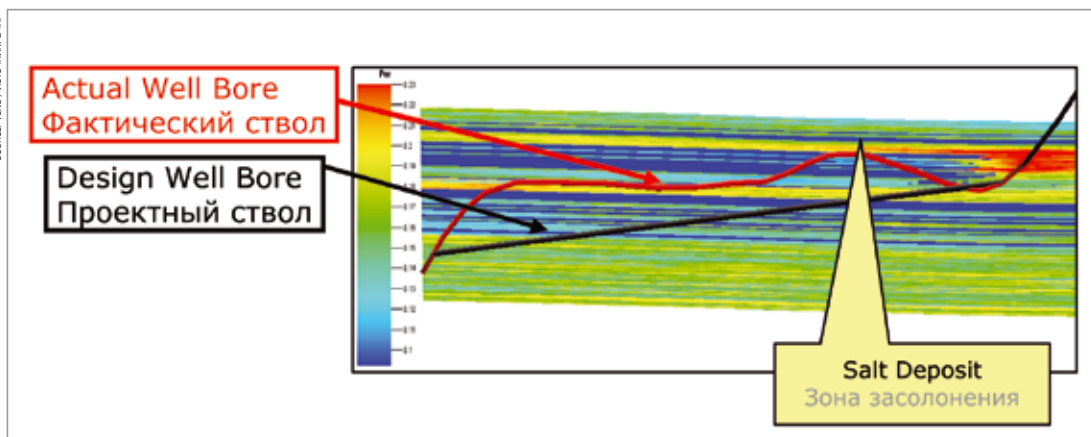
Однако успех использования долот PDC относится только к нижележащим интервалам. Новая цель специалистов ОАО «Верхнечонскнефтегаз» – увеличить эффективность PDC-долот в верхних интервалах ствола, где порода отличается исключительной твердостью.

Необходимость внедрения новых технологий бурения в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» потребовала создания новой модели контрактования. Традиционно договоры на буровые работы в России заключаются по принципу бурения «под ключ». В 2005 году аналогичный подход применялся и в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» при бурении вертикальных скважин. При этом, средняя продолжительность бурения составляла около 150 суток. Ответственность за выполнение работ и их результат целиком лежала на подрядчике, потому компании не брали на себя ответственность за внедрение современных зарубежных технологий. У подрядчика не было стимула наращивать темпы бурения и оптимизировать работу для увеличения продуктивности скважины. Именно поэтому ОАО «Верхнечонскнефтегаз» перешло на схему контрактования на основе повременной оплаты.

Сегодня ответственность за принятые решения в области бурения и проектирования скважин лежит на специалистах Департамента бурения, а подрядчик получает оплату только за аренду оборудования и работу бригад. Этот принцип применим к сервисным компаниям, оказывающим весь спектр услуг в области бурения, будь то наклонно-направленное бурение, приготовление буровых растворов, цементирование. Задача подрядчика – предоставить заказчику полностью работоспособное оборудование (буровая установка, буровой насос, бурильный инструмент) и строго выполнять инструкции. Если задача выполнена, подрядчик получает арендную плату вне зависимости

того, было ли принято решение о начале буровых работ или буровой бригаде пришлось простаивать в ожидании, а также от того, оказались ли решения, принятые заказчиком, действительно эффективными. Если работа выполнена с опережением графика, подрядчику выплачивается бонус.

Geosteering Efficiency.



SOURCE: VCNG / ИРКУТСКНЕФТЕГАЗ

follow the instructions exactly. If this objective is met the contractor is paid the rent no matter whether VCNG drilling decisions have been taken or the crew has to wait and whether these decisions prove efficient or not. If the work is done ahead of plan the contractor is paid a bonus. However there is a list of penalties for the contractor in case he fails to provide all the necessary equipment.

Thus, in 2007 the drilling time in VCNG was reduced to less than 60 days and today an average well is drilled for about 24 days with a drilling record of 18 days achieved by KCA Deutag. However, VCNG drilling staff is continually reevaluating the technical limit for the wells; they believe it is technically possible to drill even faster!

The day-work contracts serve yet another purpose, i.e. reducing the cost of construction per well. Following this new approach the contract cost is identified based on the number of working days rather than the number of wells. Therefore, the faster the wells are drilled, the more wells are built in a period of time, the cheaper each well is. The average cost per well today has nearly halved and is getting in the \$3 mln range.

The use of innovative technology and the new approach to contractor management helped reduce the drilling time more than thrice over the last four years. The outstanding result provided for the update of 2009 drilling plan. Initially, 32 wells were planned to be built this year, yet the increased drilling rate made it possible to drill 10 more wells in 2009.

At the same time, VCNG drilling engineers have no doubt that there still remains areas for technical improvement that will bring about new success in the future. **18**

Вместе с тем, существует и перечень штрафных санкций, применяемых к подрядчику в случае, если его оборудование не соответствует предъявляемым требованиям.

Так, уже к 2007 году продолжительность бурения на Верхнечонском месторождении снизилась до 60 суток, а сегодня строительство одной скважины занимает в среднем 24 дня, рекорд скорости бурения принадлежит компании KCA Deutag – 18 суток. Однако сотрудники Департамента бурения ОАО «Верхнечонскнефтегаз» продолжают анализировать и пересматривать технические пределы сроков строительства: они уверены, что технически возможно бурить еще быстрее!

Переход на схему контрактования по принципу повременной оплаты позволил решить еще одну задачу: сокращение стоимости строительства в пересчете на одну скважину. В соответствии с условиями договора, стоимость услуг определяется не числом пробуренных скважин, а количеством рабочих дней. Чем выше скорость бурения, тем больше скважин будет построено за единицу времени и, соответственно, тем дешевле обойдется каждая скважина. В среднем, стоимость скважины уменьшилась почти вдвое и сегодня составляет порядка \$3 млн.

В результате внедрения инновационных технологий и нового подхода к работе с подрядчиками за четыре года продолжительность бурения одной скважины сократилась более чем втрое. Это позволило пересмотреть план буровых работ на 2009 год: изначально планировалось пробурить 32 скважины, однако с ускорением темпов бурения стало возможным пробурить дополнительно 10 скважин.

Вместе с тем, инженеры по бурению ОАО «Верхнечонскнефтегаз» уверены, что есть еще масса возможностей улучшить технические показатели работ и добиться новых успехов в будущем. **18**

POINT OF VIEW /



(GordeevY1@vcng.ru),

Yaroslav Gordeev

(GordeevY1@vcng.ru),

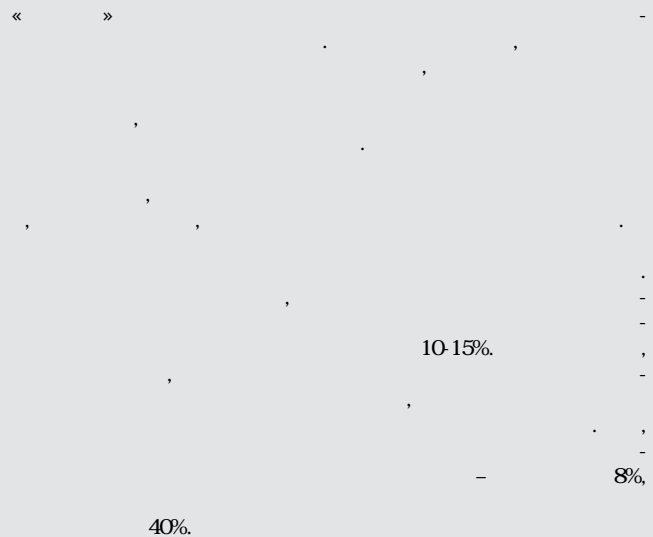
Subsurface Dept. Director, VCNG

VC oil-bearing formations have areas of various productivity and there are sections with salt deposition. Reservoir uncertainty is very high; a well may be very much unlike its neighbors. While drilling in such complex environment half of a well bore may go outside the net pay.

Geosteering significantly improves drilling efficiency in the high reservoir uncertainty thanks to timely adjustment of the designed well trajectory. Geosteering equipment consists of two logging devices installed next to a bit and transmitting data to the surface. They measure resistivity, density and porosity and other geophysical parameters of the rock and thus identify the reservoir heterogeneity and assess productivity of the section drilled. If drilling is outside the net pay then a real-time decision can be made as to changing the well trajectory and going into a better reservoir.

Geosteering helps increase the length of the bore in the net pay, thus improving initial flow rates, reducing the payback period.

Currently, there are six wells drilled in VC field using geosteering. Specialists say that geosteering increases the effective length of a wellbore and initial flow rates by 10 percent to 15 percent on average. At the same time, analysis shows that this technology in good reservoirs is inefficient, while in reservoirs with high uncertainty it proves useful. One of the commissioned wells was drilled in good reservoir and had an insignificant flow rate increase, a little more than 8 percent, while a risky well had an increase of almost 40 percent.



Pipeline Network Design Optimization for VC Field: Marrying Technical Solutions and Project Economics

Оптимизация капитальных вложений в строительство объектов инфраструктуры стала одним из ключевых факторов, обеспечивших переход проекта полномасштабной разработки Верхнечонского месторождения с этапа «Выбор» на этап «Определение».

Одним из инновационных подходов в области строительства и инфраструктуры стало предложенное специалистами компании KBR техническое решение обустройства системы нефтесбора, оказавшееся нетривиальным для российской нефтегазовой отрасли в целом.

CAPEX optimization in infrastructure was one of the key factors that facilitated the transfer of Verkhnechonskoye full-field development project from Select to Define. The infrastructure solution provides for an optimized oil gathering system design proposed by KBR specialists and is innovative for Russian oil and gas industry.



(Philip.Woodhead@kbr.com),

Phil Woodhead

(Philip.Woodhead@kbr.com),

VC Project Management Team Leader



(Mark.Philbin@kbr.com),

Mark Philbin

(Mark.Philbin@kbr.com),

Lead Process Engineer,

VC Project Management Team

VCNG is bringing on stream approximately four well pads a year ranging from seven to ten wells per pad. New well pads are getting ever further from the oil treatment facility and there is a need to find a robust infrastructure solution to gather oil from these areas.

The existing oil gathering system in Verkhnechonskoye (VC) field has multiple flow lines coming from individual well pads to the oil treatment facility. This is a typical infrastructure solution provided by Russian development institutes. International practice however provides other design options that may prove more cost-effective in terms of both CAPEX and OPEX.

Specialists of KBR, a contractor to put forward VC full-field development plan, were set the task to analyze the existing flow line network with a view to optimizing it. International experience was taken into consideration in order to marry the technology and the economics into one common solution.

Ежегодно ОАО «Верхнечонскнефтегаз» вводит в эксплуатацию до четырех кустовых площадок по семь-десять скважин на каждой. Кусты скважин бурятся все дальше от установки подготовки нефти (УПН), что обуславливает необходимость поиска надежного решения по организации сбора нефти с этих участков.

Существующая система нефтесбора на Верхнечонском месторождении включает множество выкидных линий, соединяющих отдельные кустовые площадки с УПН. Именно такую схему обустройства традиционно предлагают заказчикам российские проектные институты. Вместе с тем, в международной практике есть и другие варианты организации системы нефтесбора, которые могут оказаться более эффективными как с точки зрения капитальных вложений, так и с точки зрения операционных расходов.

Перед специалистами компании KBR, подрядчика по разработке проекта полномасштабной разработки (ПРМ) Верхнечонского месторождения, была поставлена задача проанализировать работу существующей сети выкидных линий с целью последующей оптимизации. Для того чтобы увязать технические и экономические параметры в рамках единого решения, потребовалось привлечь и мировой опыт.

« » « »

Новый вариант обустройства системы нефтесбора, предложенный специалистами KBR, предусматривает строительство магистральной линии с отходящими к кустовым площадкам выкидными линиями меньшего диаметра — словно ветви вырастают из ствола дерева. Используя ту же аналогию, традиционную конструкцию можно сравнить с кустарником, многочисленные ветви которого растут прямо из земли, а не из ствола.

Техническое решение, предложенное специалистами KBR, было представлено и согласовано в рамках ФМ в конце этапа «Выбор» проекта ПРМ Верхнечонского месторождения еще в 2008 году. Однако год спустя потребовалось провести дополнительные исследования, подтверждающие правильность выбранного подхода.

В первую очередь, предложенное решение позволяет существенно уменьшить общую протяженность трубопроводов на месторождении, обеспечивая, тем самым, максимально экономичное использование металлоконструкций и, следовательно, значительное сокращение капитальных вложений в строительство. Кроме того, с уменьшением количества трубопроводов снизятся и операционные расходы на их эксплуатацию и обслуживание.

Trees and Bushes

The revised flow line network design by KBR provides for the construction of an artery line with multiple local flow lines coming off it to well pads just like branches come off a trunk of a tree. Following this parallel, the existing design can be compared to a bush where numerous branches come immediately out of the ground rather than a trunk.

KBR solution had already been presented and agreed with the FM at the end of Select stage for VC full-field development back in 2008. However, some work was to be done in 2009 to demonstrate that this was the right approach.

First of all, this solution requires less kilometers of pipelines to be constructed. This presents the most economic use of the steel work and significantly reduces CAPEX. An important factor is the lower OPEX, as the operating costs of one flow line are a lot less than those of multiple numbers of flow lines.

Another advantage of KBR solution becomes obvious once you look at the field development from reservoir depletion point of view. In the existing design the flow lines will transport progressively less fluid as reservoir dies and the amounts of oil, water and gas deplete. In the long-term many of the existing flow lines will not work to their full capacity. KBR solution will help keep the one artery line 80 percent to 90 percent full throughout the entire field life. In future the artery line will be extended to take in production from the new areas of VC field. As these areas come alive there will already be a decline in the existing areas, thus the volumes transported will remain practically the same giving the best economic return of the investment.

The artery approach is applicable for water injection lines as well. Rather than having multiple water injection lines running all over the field, it was proposed to install a central high-pressure artery distributing water to all well pads with individual control on each well pad. This design ensures flexibility in terms of reservoir pressure maintenance since the amount of water to be injected is not constrained by the waterline size as is the case in the existing design.

No Hydrates

Another factor taken into consideration during the flow line network analysis was the risk of hydrate formation. The original design provided for the operation of flow lines at a rather high pressure. VC reservoir has low temperature and the produced fluid contains both oil and gas and water. In this environment the risk of hydrate formation and even blockage of the flow lines is really high.

To come up with the system that operates outside the hydrate regime all the time KBR used PVTsim software to perform a detailed hydrate analysis covering the entire operating range of forecasted pressures, temperatures, watercuts and salt concentrations. The analysis showed that if the flow lines are made bigger the operating pressure will nearly halve and the risk of hydrate formation and losses in production will be significantly reduced.

It is obvious that the construction of bigger lines will be more costly; however those expenditures will pay off in the long-term. One of the previously assessed options to prevent hydrate formation in VC field was to inject methanol down every well pad. Methanol is expensive in itself and the transportation costs would be immense since the nearest methanol plant is located in Omsk. An injection facility will also have to be built in the field. Therefore, the use of methanol would impact the project economics much more than the construction of a bigger flow line.

Wringing over Skepticism

The flow line network design with an artery line has become an international practice over the last 20 years. In Russia, however,



PHOTO: NIKOLAY CHEBANDU / FOTO: NIKOLAI CHEBANDU

▲ The need for a robust oil gathering network solution is explained by the remoteness of the newly commissioned areas of the field.

Другое преимущество решения, предложенного специалистами KBR, становится очевидным, если рассматривать весь период разработки месторождения с учетом истощения коллектора. В традиционной системе нефтесбора по мере истощения пласта и снижения объемов добычи нефти, воды и газа выкидные линии будут транспортировать все меньше флюида и, в долгосрочной перспективе, будут работать не на полную мощность. Решение, предложенное специалистами KBR, обеспечит загрузку основной магистральной линии на уровне 80-90% в течение всего срока эксплуатации месторождения. В дальнейшем можно будет продолжить строительство этого трубопровода для сбора продукции с новых участков Верхнечонского месторождения. По мере их ввода в эксплуатацию добыча на существующих участках уже будет снижаться, так что объем транспортируемой жидкости останется практически неизменным, что обеспечит максимальную экономическую доходность капитальных вложений.

Описываемый принцип применим и при строительстве нагнетательных линий. Взамен многочисленных водоводов, «опутывающих» все месторождение, было предложено создать центральную напорную магистраль для подачи воды на все кустовые площадки и на каждой из них установить индивидуальный блок управления закачкой. Такая схема обустройства обеспечивает гибкость системы поддержания пластового давления, поскольку объем воды для закачки не ограничивается размером водовода, что имеет место в существующей схеме обустройства.

PHOTO: NIKOLAY CHEBANOV / FOTO: NIKOLAY CHEBANOV



Specialists of KBR were set the task to analyze the existing flow line network with a view to optimizing it.

KBR

this approach is brand-new and obviously there was certain skepticism because the people were familiar with the multiple-line infrastructure widely used in Russia. KBR specialists had both to prove their point technically and win their Russian colleagues over from their skeptical point of view.

By presenting the technical arguments they were able to demonstrate that their technical solution is the best commercial solution as well. And this aligns with the Company's Capital Projects Procedure (CPP). CPP provides for the search for solutions that ensure the best rate of return of investment. In Select stage various options are to be thoroughly assessed to ensure that the gate deliverable is the one solution to be implemented in Define and Execute.

The flow line network design put forward by KBR specialists demonstrates quite a new approach for Russia. It both considers the entire life of the field and marries the technical know-how with economics, so that the Company gets the best rate of return for its investment. **B**

В рамках анализа работы существующей системы выкидных линий учитывался еще один фактор – риск гидратообразования. Традиционный вариант схемы обустройства предусматривает эксплуатацию выкидных линий при довольно высоких значениях давления. Если же принять во внимание низкую температуру продуктивного пласта и наличие в добываемом флюиде не только нефти, но и газа и воды, риск образования гидратов и даже закупоривания выкидных линий существенно возрастает.

Чтобы предложить систему, эксплуатация которой не допускает образования гидратов, специалисты KBR использовали программный пакет PVTsim, позволяющий провести подробный анализ гидратообразования во всем рабочем диапазоне прогнозируемых давлений, температур, значений обводненности и концентрации солей. Анализ показал, что при увеличении диаметра выкидных линий рабочее давление в них уменьшится почти вдвое, что приведет к значительному снижению риска образования гидратов и остановки добычи.

Очевидно, что строительство линий большего диаметра потребует дополнительных средств, однако эти расходы окупятся в долгосрочной перспективе. Так, ранее рассматривался вариант борьбы с гидратообразованиями путем закачки метанола. Метанол сам по себе недешев, а расходы на его транспортировку были бы огромны, поскольку ближайший завод по его производству находится в Омске. Кроме того, на месторождении пришлось бы построить специальную насосную станцию. Таким образом, использование метанола оказалось бы гораздо менее благоприятным для экономических параметров проекта, чем строительство выкидной линии большего диаметра.

За последние 20 лет системы нефтесбора, основанные на строительстве магистральной линии, прочно вошли в мировую практику обустройства месторождений. Для российской нефтегазовой отрасли это решение пока в новинку и, естественно, было встречено с сомнением, поскольку в российской практике распространена разветвленная система нефтесбора. Инженерам KBR пришлось не только обосновать свою точку зрения с технической стороны, но и развеять скептический настрой своих российских коллег.

Представив соответствующие доводы, они смогли доказать, что предлагаемое техническое решение одновременно является максимально выгодным и с экономической точки зрения. Такой подход полностью соответствует требованиям Процедуры работы по капитальным проектам (СРР), которая предусматривает поиск решений, обеспечивающих максимальную доходность капитальных вложений. В частности, на этапе «Выбор» необходимо провести всестороннюю оценку различных вариантов и выбрать единственно верное решение для реализации на следующих этапах – «Определение» и «Реализация».

Решение по обустройству системы выкидных линий на Верхнеконском месторождении, предложенное специалистами KBR, является воплощением совершенно нового для России подхода к проектированию. Оно одновременно учитывает весь срок эксплуатации месторождения и увязывает техническое ноу-хау с экономическими параметрами, обеспечивая максимальную доходность капитальных вложений Компании. **B**

JOINT EFFORT /

The joint effort by specialists from VCNG and KBR is the cornerstone of VC's future success. KBR specialists moved to Irkutsk in April 2009 and one can't help noticing that since then both teams have acquired a lot from each other and a common approach to project management has been elaborated. Certain decisions were made to use the synergy of solutions previously proposed and implemented within the framework of the Early Oil project and the full-field development project.

«
2009

»
KBR –
KBR

«
»

•

Searching for the Best Solution to Utilize Associated Gas in VC Field

На сегодняшний день проблема утилизации газа является общей для всех нефтегазодобывающих компаний России: в соответствии с требованиями Правительства РФ, необходимо обеспечить утилизацию газа в объеме 95 % к 2012 году. Для ОАО «Верхнечонскнефтегаз» это требование прописано и в условиях лицензионного соглашения. Специалисты различных служб компании рассматривают несколько вариантов полезного использования этого сырья.

Currently, the issue of gas utilization is common for all oil and gas production companies in Russia; in accordance with the requirements of the RF Government 95 percent of gas shall be utilized by 2012. Gas utilization obligations are also part of the license commitment for VCNG. The company reviews several options to rationally use this crude.



(GordeevYI@vcng.ru),

«
Yaroslav Gordeev
 (GordeevYI@vcng.ru),
 Subsurface Dept. Director, VCNG

The current gas-oil ratio in Verkhnechonskoye (VC) field is 95 cu. m per ton and the amount of gas will be ever growing as the oil production increases. It is expected to produce 110 mln cu. m of associated gas in 2009 and 800 mln cu. m in 2017 when production reaches its peak. It is obvious that a comprehensive approach is required to utilize this amount of gas.

For Auxiliaries and For Sale

Gas may be used for auxiliaries and this approach is already adopted at VC field. Associated petroleum gas is widely used for boilers and power generation to support oil production facilities and the camp. Currently, Phase One of the captive power complex is in operation and Phase Two is already under construction. In future, Phase Three will be required to feed expanded facilities. The total scope of generated power will be 90 MW.

Another way to utilize gas is to deliver it to customers. There are two alternatives: the gas may be delivered to gas processing plants or used to generate power to be sold externally. Unfortunately, these options are not viable in current environment.

The matter is that currently there is no gas export infrastructure in the region. Gasprom intends to commission its Chayandinskoye field only in 2016-2018 and it is only then when gas transmission system will be built to accept processed gas.

The other option, power generation for sale, is not a timely solution either, since there are neither power lines to accept power nor potential customers in the vicinity of the field. In future, however, VCNG may return to reviewing this option if a strategic decision to combine power systems of Irkutsk Region and Sakha Republic (Yakutia) is made. In this case, power lines are expected to be built in the vicinity of the field and that would make it possible to deliver power to the combined power system.

Сегодня газовый фактор на Верхнечонском месторождении составляет 95 м³/т, и с ростом добычи эта цифра будет только увеличиваться. По оценкам специалистов, в 2009 году объем добытого ПНГ составит около 110 млн м³, а в 2017 году, когда ожидается пик добычи, ежегодный объем газа может достигнуть порядка 800 млн м³. Очевидно, что для утилизации такого количества газа необходим комплексный подход.

Одно из направлений утилизации газа, уже получившее развитие на Верхнечонском месторождении, — использование на собственные нужды. ПНГ активно применяется в качестве теплоносителей для котельных, а также для выработки электроэнергии для обеспечения объектов нефтедобычи и вахтового жилого поселка. В настоящее время на месторождении действует первая очередь энергокомплекса собственных нужд, ведется строительство второй очереди, в будущем для обеспечения работы новых мощностей потребуются и третья. Общий объем производимой энергии составит около 90 МВт.

Второе возможное направление утилизации газа — сдача потребителю: поставка на газоперерабатывающие заводы или выработка электроэнергии с последующей ее продажей. К сожалению, в нынешних условиях подробное рассмотрение этих вариантов использования ПНГ не является актуальным.

Дело в том, что в настоящее время отсутствует инфраструктура для экспорта газа с месторождений региона. ОАО «Газпром» планирует запустить Чаяндинское месторождение лишь в 2016-2018 году, и только тогда будет построена газопроводная система, в которую можно будет сдавать подготовленный газ.

Рассмотрение второго возможного варианта — выработка электроэнергии для продажи — также вопрос не сегодняшнего дня: в настоящее время вблизи месторождения нет линий электропередач, в которые можно было бы сдавать электроэнергию, нет и потенциальных потребителей. Однако в перспективе специалисты ОАО «Верхнечонскнефтегаз» могут вернуться к изучению этой опции: если будет принято стратегическое решение об объединении энергосистем Иркутской области и Республики Саха (Якутия), ожидается, что линия электропередач пройдет в непосредственной близости от месторождения и появится возможность сдачи электроэнергии в общую энергосистему.

Актуальным направлением утилизации газа на Верхнечонском месторождении является его обратная закачка в пласты. Здесь специалисты также рассматривают несколько опций.



Phase One of the captive power complex fed with associated gas is already in operation in VC field. ▲

Gas to Support Production

Today the option of gas reinjection in VC field is of high interest. Here too, several options are being reviewed.

The most profitable one is to inject associated gas to enhance oil production. In this case, gas is used as an agent for reservoir pressure maintenance systems.

VCNG subsurface specialists are working jointly with the Technology Stream and contractor companies to do laboratory studies to evaluate gas injection efficiency for reservoir pressure maintenance. The preliminary results show that gas injection into Preobrazhensky horizon of VC field is the most efficient (see "Preobrazhensky Horizon in VC Field: Selecting the Best Development Scenario" on p. 13). However, this formation will not be developed in the nearest future due to expected low flow rates.

At the same time laboratory studies are underway to evaluate the efficiency of gas injection into the main productive formation, VC horizon. Unfortunately, the results are not optimistic so far – no oil recovery enhancement is demonstrated. Nevertheless, the work continues. The assessment of this option will be completed by end 2009.

In any case, the laboratory studies will be followed by field tests. The pilot section for gas injection will be built in the area of pad #11. Both Preobrazhensky and VC horizons will be tested. Drilling of wells at pad #11 will begin in 2010 and gas injection will start in 2012 after all the necessary infrastructure is constructed. These tests will help fully estimate the potential of gas injection for oil recovery enhancement.

Gas in Store

Gas reinjection technology can also be used to create an underground gas storage. In VC field, the storage can be created in Osinsky horizon containing large gas reserves. Gas injection in this case

Первый и наиболее выгодный вариант – использование попутного нефтяного газа для повышения нефтеотдачи, а именно в качестве рабочего агента для систем поддержания пластового давления.

В настоящее время геологи ОАО «Верхнеконскнефтегаз» совместно со специалистами БН «Технологии» ТНК-ВР и компаний-подрядчиков проводят лабораторные исследования по оценке продуктивности такой закачки. По предварительным данным, наиболее эффективной является закачка газа в Преображенский горизонт Верхнеконского месторождения (см. «Преображенский горизонт Верхнеконского месторождения: выбор оптимального места разработки» на стр. 13), однако разработка этого объекта в ближайшие годы не планируется из-за ожидаемых низких дебитов.

Параллельно проводятся лабораторные исследования по закачке газа в Верхнеконский горизонт, который является основным объектом разработки. К сожалению, первые результаты не вызывают оптимизма у специалистов – увеличения коэффициента извлечения нефти не наблюдается. Тем не менее, работа продолжается, окончательная оценка этого варианта будет сделана в конце 2009 года.

В любом случае, в дополнение к лабораторным исследованиям планируется провести полевые испытания. Опытный участок по закачке газа будет создан в районе куста №11, причем испытания будут проводиться как в Преображенском, так и в Верхнеконском горизонтах. Бурение скважин куста №11 начнется в 2010 году, и после строительства необходимых объектов инфраструктуры в 2012 году начнется закачка газа. Эти испытания позволят более полно оценить возможности использования добываемого ПНГ для повышения нефтеотдачи пластов.

Технологии обратной закачки газа в пласт можно использовать и для создания подземного хранилища газа (ПХГ). На Верхнеконском месторождении в роли такого хранилища может выступить Осинский горизонт, где содержится большие запасы газа. Закачка в этот пласт рассматривается специалистами ОАО «Верхнеконскнефтегаз» как временная мера – газ будет храниться там до тех пор, пока не сложатся благоприятные условия для его добычи.

К сожалению, основная часть запасов Осинского горизонта относится к категории C2, то есть имеет низкую степень изученности. В связи с этим, требуется выполнить доразведку Осинского горизонта, а также провести ряд дополнительных исследований. В рамках проекта доразведки зимой

is viewed as a temporary measure to store gas until its production is more favorable.

Unfortunately, most reserves of Osinsky horizon are of C2 category, that is, their degree of certainty is rather low. Therefore, Osinsky horizon appraisal and other studies are required. The appraisal project provides for the drilling of one appraisal well in winter of 2010-2011. Moreover, a number of existing appraisal wells will be re-tested to confirm the potential of Osinsky horizon from the point of view of creation of the underground gas storage.

The underground storage will help resolve yet another problem which might appear in the long-term. The issue of gas utilization in VC field is estimated to be relevant until approximately 2026-2028. After that a deficit of associated gas is expected and the gas of Osinsky horizon will have to be used. If an underground gas storage is created, VCNG will be able to use the stored resources for auxiliaries.

VCNG subsurface specialists are already performing studies to understand gas behavior in an underground storage. By early 2010 certain changes will have to be made to field development plan to incorporate the gas utilization program. The preliminary view is that to inject gas 10 to 12 injection wells will have to be drilled, high pressure gas pipeline network and a compressor station of at least 500 mln cu.m per year will have to be constructed.

Multiple Choice

It is obvious that gas utilization program is associated with very high risks, primarily these are license risks. This is why VCNG sets this program among its top priority tasks.

Today the underground gas storage is viewed as the primary gas utilization option. However, it is important to ensure flexibility of gas utilization solution to be able to react to changes of the environment (construction of regional gas export system and regional power infrastructure) and gas production changes in the field. **18**

2010-2011 годов предусмотрено бурение одной разведочной скважины. Кроме того, планируется провести переиспытания нескольких существующих разведочных скважин для оценки потенциала Осинского горизонта с точки зрения создания подземного хранилища газа.

Создание ПХГ позволяет решить еще одну проблему, которая может возникнуть в долгосрочной перспективе. Дело в том, что, по оценке специалистов, вопрос утилизации газа на Верхнеконском месторождении будет являться актуальным ориентировочно до 2026-2028 годов. После этого ожидается дефицит ПНГ, что может привести к необходимости использования газа Осинского горизонта. Если же удастся создать подземное хранилище газа, то, за счет накопленных ресурсов, ОАО «Верхнеконскнефтегаз» сможет обеспечивать свои нужды и после этого периода.

Геологи компании уже приступили к исследованиям, результаты которых покажут, как будет вести себя газ в подземном хранилище. К началу следующего года необходимо будет внести изменения в технологическую схему разработки месторождения с учетом программы по утилизации газа. По предварительным оценкам, для закачки ПНГ потребуются пробурить 10-12 нагнетательных скважин, построить разветвленную сеть высоконапорных газопроводов, а также нагнетательную компрессорную установку мощностью не менее 500 млн м³ в год.

?

Очевидно, что реализация программы по утилизации газа связана с очень высокими рисками, в первую очередь, лицензионными – именно по этой причине ее реализация является одной из наиболее приоритетных задач ОАО «Верхнеконскнефтегаз».

На сегодняшний день планируется, что основной опцией утилизации попутного нефтяного газа станет создание подземного хранилища. Однако необходимо обеспечить гибкость принятого решения с тем, чтобы иметь возможность реагировать на изменение внешних условий (строительство системы экспорта газа в регионе или строительство региональной энергетической инфраструктуры), а также учитывать динамику добычи газа на месторождении. **18**



Phase Two of captive power complex is under construction; piling foundation is being laid.

PHOTO: OLEG KONSTANTINOV / FOTO: OLEG KONSTANTINOV

(JHurliman@ trk-bp.com),

« »
Joseph Hurliman
 (JHurliman@ trk-bp.com),
 Vice President,
 Brownfield Studies Dept.,
 Technology

(AVKoshelev@ trk-bp.com),

« »
Alexander Koshelev
 (AVKoshelev@ trk-bp.com),
 Brownfield Reservoir Studies Director,
 Technology

(AGZakharyan@ trk-bp.com),

« »
Alexander Zakharyan
 (AGZakharyan@ trk-bp.com),
 Team Leader,
 Brownfield Reservoir Studies Dept.,
 Technology

(YAKalashnikova@ trk-bp.com),

« »
Yulia Kalashnikova
 (YAKalashnikova@ trk-bp.com),
 Chief Specialist,
 Brownfield Reservoir Studies Dept.,
 Technology

(MAPodoplelov@ trk-bp.com),

« »
Maxim Podoplelov
 (MAPodoplelov@ trk-bp.com),
 Chief Specialist,
 Brownfield Reservoir Studies Dept.,
 Technology

Preobrazhensky Horizon in VC Field Selecting the Best Development Scenario

In terms of potential oil originally in place (OOIP), Preobrazhensky pay horizon is second biggest among Verkhnechonskoye (VC) field formations and contains about 40 percent of the field's total C1+C2 reserves. However, its extremely low porosity and permeability preclude cost-effective production of its deposits as well as high oil recovery if conventional waterflooding technologies are used.

Both Russian and international practice has shown that such fields can yield reasonably high oil recovery only in case a robust formation stimulation. Associated petroleum gas (APG) produced from other pay zones can be used as a stimulating

По величине потенциальных геологических запасов Преображенский продуктивный горизонт занимает второе место среди пластов Верхнечонского месторождения и содержит около 40% его суммарных запасов по категориям C1+C2. Однако крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства не позволяют экономически выгодно эксплуатировать его залежи и достичь высоких значений коэффициента извлечения нефти (КИН) при применении классических технологий добычи с использованием заводнения.

Как показывает отечественная и зарубежная практика, получение достаточно высоких коэффициентов нефтеотдачи при разработке подобных

CLIP & SAVE /

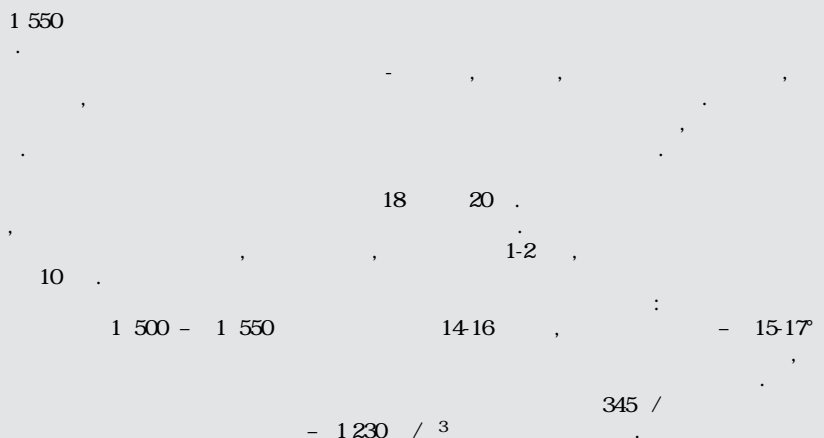
VC field's Preobrazhensky horizon deposits are bedded at the depth of 1,550 m and are stratigraphically confined to the bottom part of the Middle Moti subsuite.

The reservoir is formed with brownish gray, gray, microphytolite sandstone-like dolomites with thin argillaceous dolomite and mudstone streaks. The horizon top and bottom contain chemogenic rocks with streaks of shale and siltstone varieties. Salt rock inclusions are observed in the core from some wells.

The formation has a relatively homogeneous structure throughout the field area. The total formation thickness varies from 18 m to 20 m. The reservoir is predominantly porous, but hair-line fractures are found in some places. Absolute permeability measured on core plugs is mainly within 1 mD to 2 mD reaching 10 mD in rare samples.

Hydrocarbon deposits are bedded in severe temperature and pressure environment: at the depth of 1,500 m to 1,550 m reservoir pressures are as high as 14 MPa to 16 MPa, while temperatures are 15 C to 17 C. Oil bubble point pressure is close to the initial reservoir pressure, which makes efficient natural depletion development impossible.

Formation waters consist of brines with salinity of up to 345 g per liter and have the anomalously high density of 1,230 kg per cu. m under reservoir conditions.



agent. According to environmental and economic requirements, this gas should be utilized, which is an urgent problem for VC field since there is no place for APG export in the regional market (see “Searching for the Best Solution to Utilize Associated Gas in VC field” on p.10).

Technology Brownfield Reservoir Studies specialists considered applying gas stimulation to Preobrazhensky horizon to improve fluid recovery and selected best development scenarios considering the uncertain geological and hydrodynamic characteristics of the reservoir. To do so MEPO computer-aided system was used.

Goal Setting and Implementation

The specialists were set a task to use Preobrazhensky reservoir sector model to analyze the modeling components sensitivity and uncertainty while selecting a development system within the framework of comparing water and gas flooding scenarios.

Using a Preobrazhensky reservoir model sector (7.5 km x 8 km) as an example, hundreds of development scenarios were calculated and analyzed, and oil production profiles were obtained for each scenario. Different development patterns were analyzed, including the five-spot pattern (228,000 t of OOIP per well) and seven-spot pattern (163,000 t of OOIP per well) with various well spacing, well designs, and drive agents (water or gas). Calculations covered one pilot cell (100 m x 100 m in area and 1 m in depth) using MEPO and ECLIPSE 100 software packages.

MEPO multifunctional software package is used for computer matching, probabilistic forecasting, new well location planning, uncertainty assessment using experimental design techniques as well as for sorting alternative geological models, simultaneous assessment of risk and uncertainty in planning well location and design.

Most exhaustive sensitivity analysis and oil production uncertainty assessment was performed using the state-of-the-art experimental design techniques offered by MEPO that can automatically sweep a set of variables at a time. Most detailed data on model sensitivity within a preset interval is obtained through a relatively small amount of calculations due to intelligent selection of representative models.

The data obtained from the calculated models with statistical tools (tornado diagrams, correlation tables and plots) were analyzed to determine sensitivity of model estimated indicators to input parameter changes. Upon calculations results, probabilistic distributions for development plan parameters were built to draw conclusions on the degree of uncertainty of oil production. P10, P50 and P90 models were identified to fully assess risks associated with field development decisions.

Calculations covered the following field development options:

- Five-spot pattern – vertical wells with well spacing of 250 m and 500 m (Fig. 1A)
- Seven-spot pattern – vertical wells with well spacing of 250 m and 500 m (Fig. 1B)
- Five-spot pattern – high-angle vertical wells (horizontal sections of 200 m) with well spacing of 500 m (Fig. 1C)
- Seven-spot pattern – high-angle wells (horizontal sections of 200 m) with well spacing of 500 m (Fig. 1D)

Fig 1 Development Options

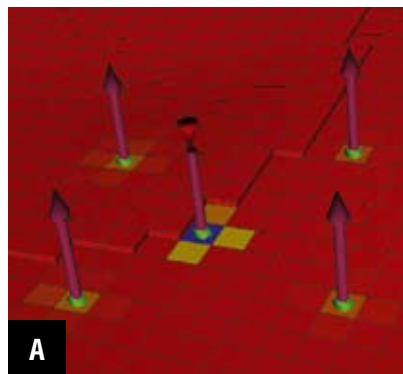
1

Acknowledgements

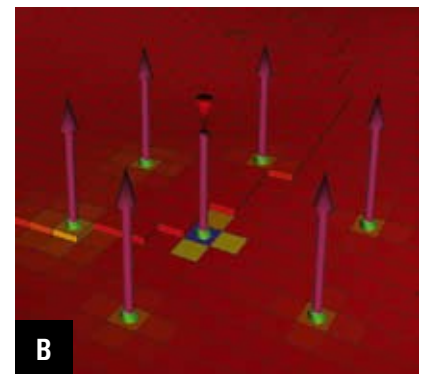
The authors wish to thank everyone who participated in the work described, especially Andrey Lazeev, VCNG Chief Geologist, Yaroslav Gordeev, VCNG Subsurface Dept. Director, and Oleg Li, Team Leader at Technology’s Brownfield Reservoir Studies Dept.

месторождений возможно только при активном воздействии на пласт. Агентом воздействия может являться попутный нефтяной газ (ПНГ), добываемый с нефтью из других объектов. Согласно эколого-рациональным требованиям, этот газ подлежит утилизации, что является актуальной проблемой для Верхнечонского месторождения в условиях отсутствия путей реализации ПНГ на региональном рынке (см. «Утилизация попутного нефтяного газа на Верхнечонском месторождении: в поисках лучшего решения» на стр. 10).

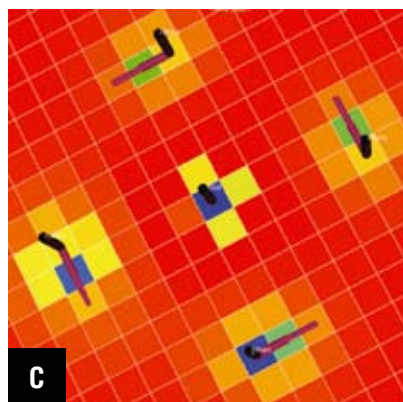
Специалисты Департамента исследования пластов месторождений на поздней стадии разработки БН «Технологии» рассмотрели возможность применения метода газового воздействия на пластовую систему



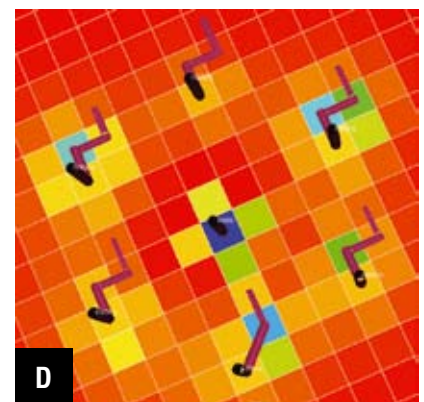
A Five-Spot Pattern – Vertical Wells with Well Spacing of 250 m and 500 m
Пятиточечная система разработки – вертикальные скважины с межскважинным расстоянием 250 м и 500 м



B Seven-Spot Pattern – Vertical Wells with Well Spacing of 250 m and 500 m
Семиточечная система разработки – вертикальные скважины с межскважинным расстоянием 250 м и 500 м



C Five-Spot Pattern – High-Angle Vertical Wells (Horizontal Sections of 200 m) with Well Spacing of 500 m
Пятиточечная система разработки – вертикальные скважины с большим отклонением (горизонтальные стволы длиной 200 м) с межскважинным расстоянием 500 м



D Seven-Spot Pattern – High-Angle Wells (Horizontal Sections of 200 m) with Well Spacing of 500 m
Семиточечная система разработки – скважины с большим отклонением (горизонтальные стволы длиной 200 м) с межскважинным расстоянием 500 м

SOURCE: ТНК-ВР / ИСТОЧНИК: ТНК-ВР

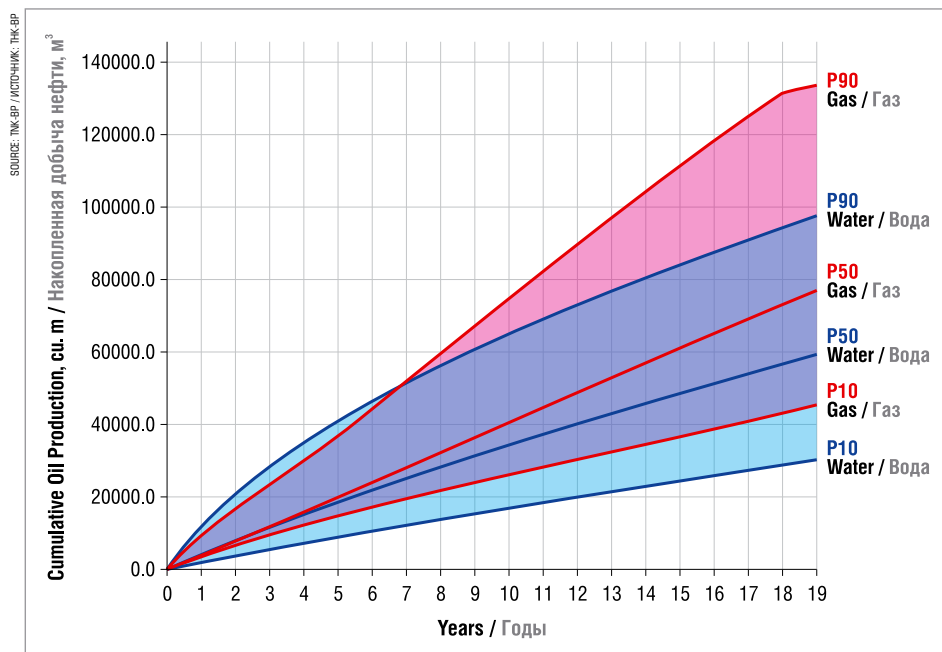


Fig 2 Gas and Water Stimulation Options Compared for All Scenarios

. 2

In view of the fact that VC and PR formation fluids are similar in their properties, data on the oil composition in VC1+2 reservoir were used in the sector model.

- The following variables were introduced for calculations:
- Permeability range from 0.5 mD to 10 mD
- Skin range from -3 to 3
- Relative permeability: SWCR 0.055-0.4, KRWR 0.2-0.6
- Development scenario (see above): well design, drive agent, well spacing

Besides, a number of assumptions and constraints were introduced:

- Production well constraint – downhole pressure of 100 atm
- Injection well constraint – downhole pressure of 230 atm
- Gas-oil ratio (GOR) constraint of 2,000 cu. m per cu. m
- Watercut of 98 percent
- Minimum oil flow rate of 1 cu. m per day

Modeling Results

At the initial stage, MEPO was used to analyze all possible scenarios, and probabilistic distribution of results was obtained with due regard for cumulative oil production uncertainty in cases of both water and gas injection into the central injector (Fig. 2).

The analysis of oil recovery sensitivity to input parameter changes (permeability, well pattern, skin factor, relative permeability) helped find out that the oil recovery was mostly affected by changes in permeability and well patterns (Fig. 3). After that, the best water and gas injection options were selected, the selection criterion having been cumulative oil production for 20 years (Fig. 4).

Fig 3 OI Recovery Sensitivity to Input Parameter Changes

. 3

Преображенского горизонта с целью повышения компонентоотдачи пласта, а также выбрали оптимальные варианты разработки в условиях неопределенности его геологических и гидродинамических параметров с использованием автоматизированной системы MEPO.

Перед специалистами была поставлена задача – используя секторную модель Преображенского пласта, провести анализ чувствительности и неопределенности компонентов моделирования при выборе системы разработки в рамках сравнения вариантов с закачкой воды и газа.

На примере сектора модели Преображенского горизонта (7,5 x 8 км) были рассчитаны и проанализированы сотни вариантов разработки и по каждому варианту получены профили добычи нефти. При этом рассматривались различные системы разработки – пятиточечная (начальные геологические запасы на скважину – 228 тыс. т) и семиточечная (начальные геологические запасы на скважину – 163 тыс. т) системы с различным межскважинным расстоянием, конструкцией и агентом вытеснения (вода и газ). Расчеты проводились для одной пилотной ячейки размером 100 x 100 м по горизонтали и 1 м по вертикали с помощью программных продуктов MEPO и ECLIPSE 100.

Многофункциональный программный комплекс MEPO позволяет проводить автоматизированную адаптацию, вероятностное прогнозирование, планирование расположения новых скважин, оценку неопределенностей с помощью методов планирования экспериментов, а также сортировку альтернативных геологических моделей, оценку рисков и одновременную оценку неопределенностей в планировании местоположения и конструкции скважин.

Для проведения наиболее полного анализа чувствительности и оценки неопределенности добычи нефти использовались современные методы планирования эксперимента, заложенные в программный комплекс MEPO. Они позволяют в автоматическом режиме осуществлять перебор значений набора изменяемых параметров одновременно. При этом, за счет интеллектуального выбора представительных моделей, можно получать максимальную информацию о чувствительности модели в заданном интервале при относительно небольшом количестве расчетов.

На основе рассчитанных моделей с применением статистических инструментов (диаграммы «торнадо», корреляционные таблицы и графики) прово-

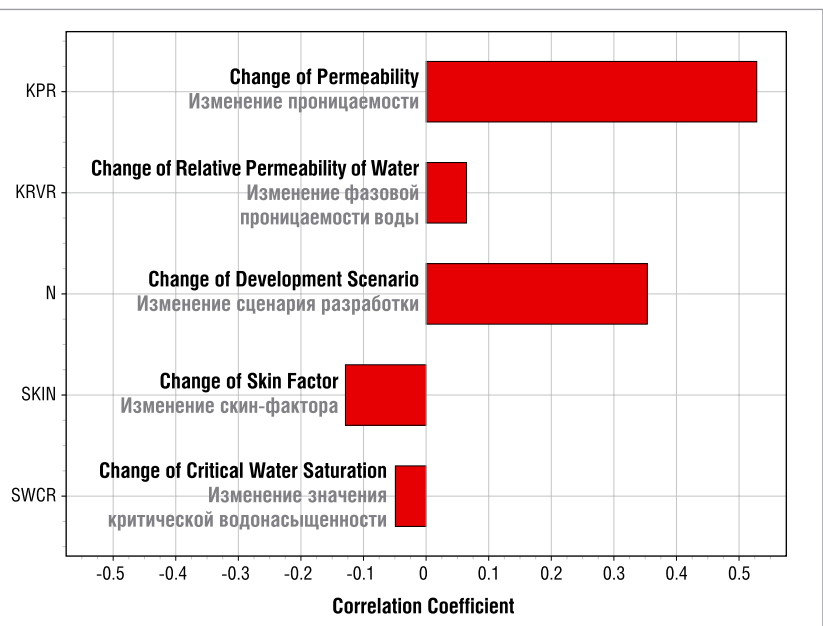


Fig 4 Comparison of the Best Water and Gas Injection Options

4

The five-spot well pattern with the well spacing of 500 m and high-angle wells with horizontal sections of 200 m was considered to be the best development option.

When this option was analyzed with gas stimulation it was noticed that the maximum cumulative oil production levels were not achieved: the producers were shut down early due to economic constraints (wells were ignored in calculations once GOR reached 2,000 cu. m per cu. m) (Fig. 5). To achieve better cumulative oil production results, decisions were taken to isolate upper perforation intervals in producers and injectors, shut down gas injectors for the period of three to six months, and apply water alternating gas (WAG) with 1:1 and 2:1 cycles (Fig. 6).

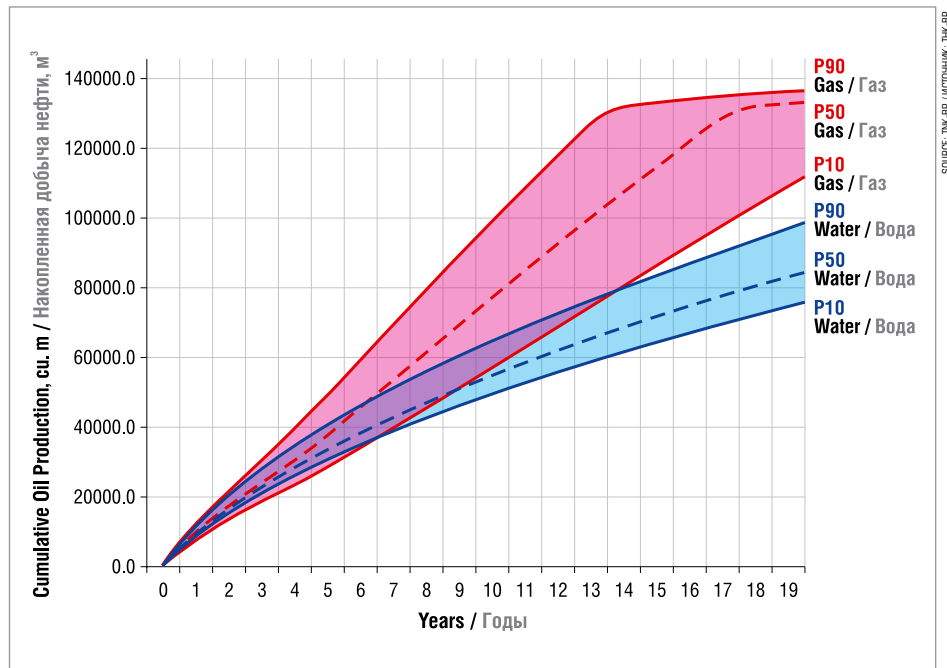
As a result, cumulative oil production reached about 200,000 cu. m for 20 years of operation (50,000 cu. m per producer), and the flow rate per well was 10 cu. m per day. Gas injector injectivity was about 40,000 cu. m per day under surface conditions.

Since Preobrazhensky formation is heterogeneous in terms of permeability, it was decided to calculate the recommended option of gas stimulation within the area with the permeability of 10 mD (Fig. 7). In this case, cumulative oil production for 20 years was about 300,000 cu. m, and the flow rate per well was 30 cu. m per day. Gas injector injectivity was about 100,000 cu. m per day under surface conditions.

Fig 5 Analysis of Oil FlowRate Profiles by Gas Injection Options (Random Variants)

5

()

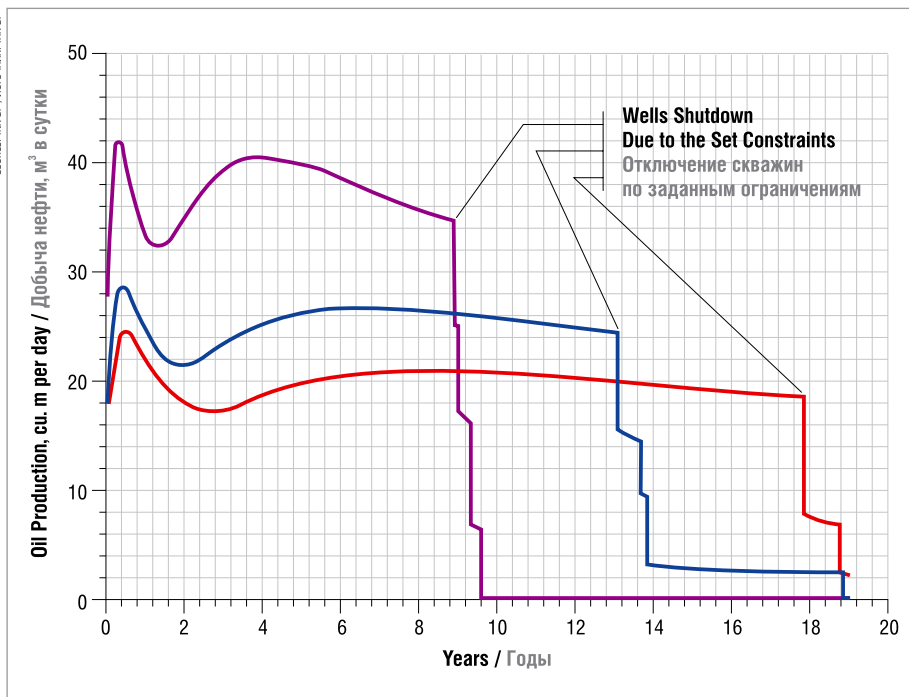


SOURCE: TNK-EP / ИСТОЧНИК: TNK-EP

дился анализ полученных данных с целью определения чувствительности расчетных показателей модели к изменениям входных параметров. По результатам расчетов строились вероятностные распределения для технологических показателей разработки, на основе которых были сделаны заключения о степени неопределенности по добыче нефти, а также найдены модели P10, P50, P90, позволяющие в полной мере оценить риски, связанные с решениями по разработке месторождения.

При расчетах рассматривались следующие варианты системы разработки:

- пятиточечная система разработки – вертикальные скважины с межскважинным расстоянием 250 м и 500 м (Рис. 1А);
- семиточечная система разработки – вертикальные скважины с межскважинным расстоянием 250 м и 500 м (Рис. 1В);
- пятиточечная система разработки – вертикальные скважины с большим отклонением (горизонтальные стволы длиной 200 м) с межскважинным расстоянием 500 м (Рис. 1С);
- семиточечная система разработки – скважины с большим отклонением (горизонтальные стволы длиной 200 м) с межскважинным расстоянием 500 м (Рис. 1D).



SOURCE: TNK-EP / ИСТОЧНИК: TNK-EP

Ввиду того что флюиды пластов Вч и Пр близки по своим свойствам, в секторной модели были использованы данные о составе нефти пласта Вч1+2.

Для расчетов были введены следующие изменяющиеся параметры:

- множитель Кпр: диапазон проницаемости – от 0,5 мД до 10 мД;
- скин-фактор: диапазон – от -3 до 3;
- относительная фазовая проницаемость (ОФП): SWCR 0.055-0.4, KRWR 0.2-0.6;
- вариант системы разработки (см. выше): конструкция скважин, агент вытеснения, межскважинное расстояние.

Кроме того, был принят ряд допущений и ограничений:

- ограничение по добывающим скважинам – забойное давление Рзаб = 100 атм.;
- ограничение по нагнетательным скважинам – забойное давление Рзаб = 230 атм.;
- ограничение по газовому фактору – 2 000 м³/м³;
- обводненность – 98%;
- минимальный дебит нефти – 1 м³ в сутки.

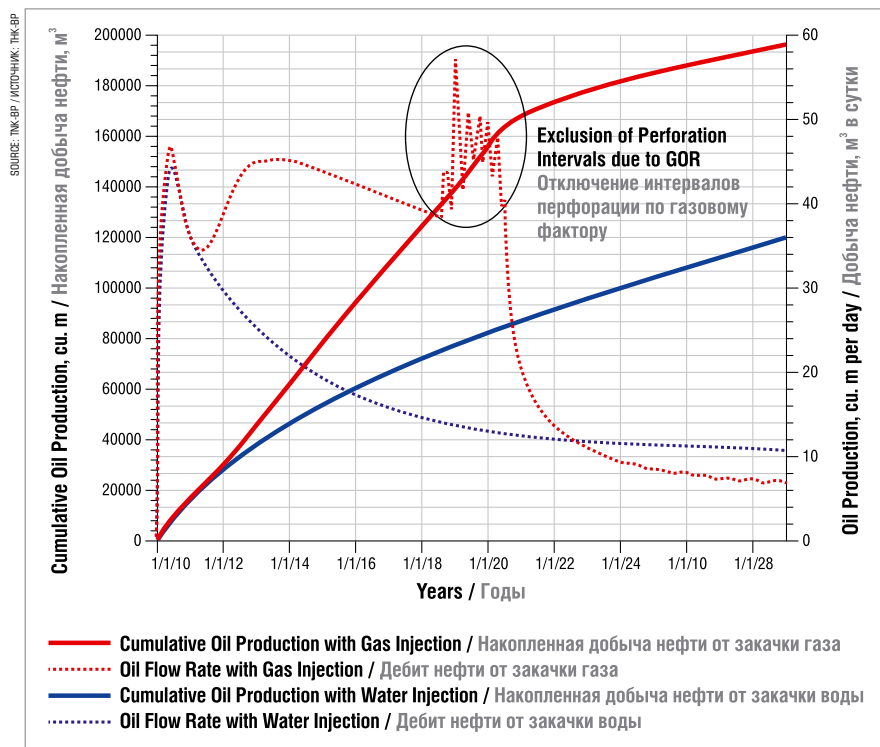


Fig 6 Comparison of Water and Gas Injection Options . 6

It should be noted that effects of hysteresis and reservoir oil light fraction evaporation to injected gas were not used; however, according to the authors of the study, they can improve the modeling result through longer life of producers without gas breakthroughs and due to changes in reservoir mix properties.

The modeling results demonstrate high potential of gas stimulation methods under Preobrazhensky horizon conditions in VC field, but extra full-scale modeling should be conducted to evaluate their efficiency, and economics of the gas injection project aimed at increasing hydrocarbon recovery should be evaluated. [2]

зателей по накопленной добыче нефти были приняты решения по изоляции верхних интервалов перфорации в добывающих и нагнетательных скважинах, отключению газонагнетательных скважин на период от трех до шести месяцев, поочередная закачка воды и газа (ВГВ) с циклами 1:1 и 2:1 (Рис. 6).

В результате, накопленная добыча нефти составила около 200 тыс. м³ за 20 лет разработки (50 тыс. м³ на одну добывающую скважину), а дебит, приходящийся на одну добывающую скважину, – 10 м³ в сутки. При этом преимущество газонагнетательной скважины составила около 40 тыс м³ в сутки в поверхностных условиях.

Ввиду неоднородности Преображенского пласта по проницаемости, было принято решение рассчитать рекомендуемый вариант при воздействии газом на участок с проницаемостью пласта 10 мД (Рис. 7). В этом случае, накопленная добыча нефти за 20 лет разработки составила около 300 тыс. м³, а дебит, приходящийся на одну добывающую скважину, – 30 м³ в сутки. При этом преимущество газонагнетательной скважины составила около 100 тыс. м³ в сутки в поверхностных условиях.

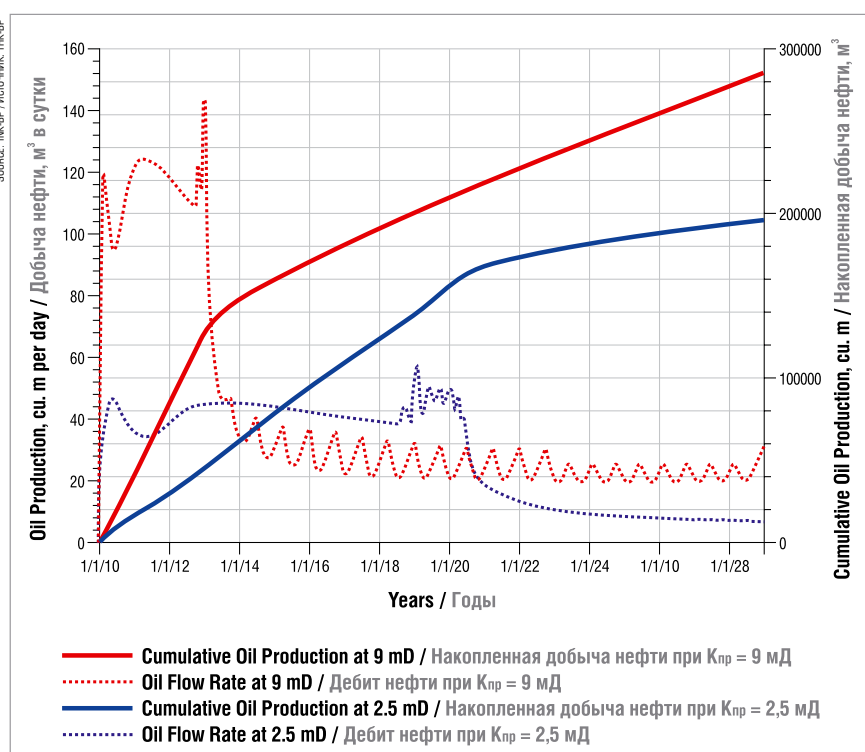


Fig 7 Cumulative Oil Production and Oil Flow Rates under Recommended Option with Different Permeabilities . 7

На первом этапе с помощью программного продукта MEPO были проанализированы все возможные варианты и получено вероятностное распределение результатов с учетом неопределенности по накопленной добыче нефти при закачке в центральную нагнетательную скважину воды и газа (Рис. 2).

В результате анализа чувствительности КИН к изменению входных параметров, таких как проницаемость, сетка скважин, скин-фактор, ОФП, было выявлено, что наибольшее влияние на коэффициент нефтеотдачи оказывает изменение проницаемости и схем размещения скважин (Рис. 3). После этого были выбраны наилучшие варианты при закачке газа и воды – критерием выбора стала накопленная добыча нефти за 20 лет (Рис. 4).

Оптимальной была признана система разработки с пятиточечной сеткой скважин с межскважинным расстоянием 500 м и с большим отклонением стволов (200 м).

При анализе этого варианта в случае с воздействием газа было замечено, что недостижение максимальных показателей по накопленной добыче нефти связано с ранним отключением добывающих скважин по экономическим ограничениям – скважины исключались из расчета при достижении газового фактора в 2 000 м³/м³ (Рис. 5). Для достижения лучших показателей по накопленной добыче нефти были приняты решения по изоляции верхних интервалов перфорации в добывающих и нагнетательных скважинах, отключению газонагнетательных скважин на период от трех до шести месяцев, поочередная закачка воды и газа (ВГВ) с циклами 1:1 и 2:1 (Рис. 6).

В результате, накопленная добыча нефти составила около 200 тыс. м³ за 20 лет разработки (50 тыс. м³ на одну добывающую скважину), а дебит, приходящийся на одну добывающую скважину, – 10 м³ в сутки. При этом преимущество газонагнетательной скважины составила около 40 тыс м³ в сутки в поверхностных условиях.

Ввиду неоднородности Преображенского пласта по проницаемости, было принято решение рассчитать рекомендуемый вариант при воздействии газом на участок с проницаемостью пласта 10 мД (Рис. 7). В этом случае, накопленная добыча нефти за 20 лет разработки составила около 300 тыс. м³, а дебит, приходящийся на одну добывающую скважину, – 30 м³ в сутки. При этом преимущество газонагнетательной скважины составила около 100 тыс. м³ в сутки в поверхностных условиях.

Необходимо заметить, что эффекты гистерезиса и испарения легких фракций пластовой нефти в закачиваемый газ не были использованы, но, по мнению авторов исследования, они могут улучшить результат моделирования за счет более продолжительной работы добывающих скважин без прорывов газа и за счет изменения свойств пластовых систем.

Таким образом, результаты моделирования демонстрируют высокий потенциал газовых методов воздействия в условиях Преображенского горизонта Верхнеконского месторождения, но для оценки их эффективности необходимо провести дополнительное полномасштабное моделирование и оценить экономику проекта при закачке газа с целью повышения углеводородоотдачи. [2]

Production Chemistry Program for VC Field Unique Comprehensive Solution

Первый год эксплуатации Верхнечонского месторождения позволил выявить ряд факторов, осложняющих процессы добычи, подготовки и транспортировки нефти. Ослаблению их негативного влияния будет способствовать разрабатываемая специалистами ОАО «Верхнечонскнефтегаз» программа химизации, реализация которой начнется в 2010 году. В отличие от Оренбургской области и Западной Сибири, где у ТНК-ВР уже есть опыт создания подобных систем, на Верхнечонском месторождении химические методы впервые будут применяться комплексно и с самого начала разработки месторождения.

The first year of Verkhnechonskoye (VC) field operation identified a number of factors complicating oil production, treatment and transportation. In order to mitigate them VCNG specialists have developed a production chemistry program to be launched in 2010. TNK-BP has already introduced similar systems in Orenburg and West Siberia, however VC field will be the first one where a comprehensive production chemistry program will be applied from the very start of field development.



(KhasaevRA@vcng.ru),

«
Ragim Khasaev (KhasaevRA@vcng.ru),
Wellwork Dept. Director, VCNG



(TrishinAS@vcng.ru),

«
Alexey Trishin (TrishinAS@vcng.ru),
Head of Oil Treatment
and Transportation Section, VCNG

Verkhnechonskoye (VC) field, one of the largest Greenfields in East Siberia, was commissioned in autumn 2009. The information obtained during pilot production is used to update the full field development plan and to test the proposed technical solutions; sometimes it may even help identify some features of the field that remained unknown until the start of operations and therefore new approaches are to be sought for.

During the first year of VC field development high content of salt, tar and wax was discovered in the produced fluid. The scale affects oilfield equipment operation and boosts the risk of its premature failure. More unfavourable factors were identified during the pilot run of the reservoir pressure maintenance system. Oxygen and sulphate-reducing bacteria present in the artesian water used for injection can increase the corrosion rate in the oilfield equipment.

Chemical treatment methods are required to mitigate the negative effect of those VC features. The most efficient solution may be to implement a comprehensive program covering all the needs of the field, thus

Добыча нефти на одном из крупнейших новых месторождений Восточной Сибири – Верхнечонском – началась осенью 2008 года. Получаемые в ходе опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) данные позволяют лучше подготовиться к полномасштабной разработке, отработать технические решения, а зачастую – выявить неизвестные ранее особенности месторождения, требующие поиска новых подходов.

Опыт эксплуатации Верхнечонского месторождения показал, что продукция скважин характеризуется высоким содержанием солей, смол и парафинов, отложения которых затрудняют эксплуатацию промыслового оборудования и повышают риски его преждевременного выхода из строя. При пилотном запуске системы поддержания пластового давления (ППД) также были выявлены неблагоприятные факторы, такие как наличие кислорода и сульфатредуцирующих бактерий в артезианской воде, используемой для закачки, что может ускорить коррозию промыслового оборудования.

Для снижения негативного влияния перечисленных особенностей Верхнечонского месторождения требуются специальные химические методы. Наиболее эффективным решением представляется реализация единой программы согласованных между собой мероприятий, учитывающей все особенности месторождения, – системы управления химизацией (СУХ) (см. «Система управления химизацией: новый подход к решению старых вопросов», « » №16).

В ходе ОПЭ Верхнечонского месторождения было выявлено высокое содержание в добываемой нефти солей. Содержание солей – один из основных факторов, характеризующих качество сдаваемой продукции, и чтобы нефть Верхнечонского месторождения оставалась в первой группе качества, требуется проведение ряда мероприятий, таких как отмыв солей от нефти с помощью воды. Кроме того, повышенное содержание солей приводит к образованию отложений в скважинах и в системе сбора и транспорта нефти и, соответственно, к ускорению коррозионных процессов.

Специалисты ОАО «Верхнечонскнефтегаз» провели исследования по рискам отложения солей, определили участки наиболее вероятной их локализации и заключили договор на проведение коррозионного мониторинга, включающего применение ингибиторов солеотложений практически по всей системе добычи.

Исследования показали, что процесс отложения солей протекает особенно интенсивно на рабочих частях установки подготовки нефти. Сегодня на Верхнечонском месторождении используются два типа аппаратов heater treater производства компании Sivalis, Inc., которые осуществляют одновременный нагрев

► Neftekhim Pilot Plant built a warm shed to store their chemicals used for VC wells treatment.

« »

a chemical management system (CMS) is required (see "Chemical Management System: A New Approach to Addressing Old Problems", *Innovator* #16).

Salts and Wax in Crude Composition

VC pilot production identified high salt content in the produced crude. Salt content is one of the key indicators of the commercial oil quality. To make sure VC oil keeps the first quality grade certain actions are to be taken, including salt washing out with water. Besides, high salt content results in scale buildup in wells and in oil gathering and transportation systems enhancing the corrosion processes.

VCNG studied the scaling risks, identified the most vulnerable locations and involved a contractor to perform corrosion monitoring, including scale inhibitors application to nearly the entire production system.

The studies have demonstrated that scaling is most intensive in the working sections of the oil treatment facility. Currently VCHG is using two types of heater treater units by Sivalls, Inc. to heat the production fluid, separate water first preliminarily and then deeply, and deeply desalt oil by AC field. The vulnerable point of this equipment is its fire tubes used as the heat source for fluid heating. The experience shows that the fire tubes are where most of the carbonate salts build up. Scaling reduces heat takeoff from the external surface of the tube which can cause local overheating up to the metal melting point resulting in the tube deformation, rupture and premature equipment failure. Currently this problem is resolved by manual mechanical scale removal from the tubes performed two to four times a year. This cleanup takes three to four days and thus the unit needs to be shut down.

The production chemistry will mitigate scale more efficiently. The production fluid arriving to the oil treatment facilities will be inhibited, thus there will be less scale in the tubes and the equipment service life will increase. However the efficiency of this approach will be evident after scale inhibitors field tests are completed.

Another specific feature of VC oil is high tar content. Given the low temperature of the reservoir this predetermines wax deposits in the productive formation, in the wells, in the oil treatment facilities and in the export pipeline. Today the oilfield equipment is cleaned up mechanically with wall scrapers in the wells and pigs in the pipelines. In 2010 a whole range of wax inhibitors by Russian and international manufacturers will be tested.

Waterflooding Challenges

In 2009, the reservoir pressure maintenance system was commissioned in VC. Production chemistry methods will be used here too. The analysis of the waterflooding system identified high risks of equipment corrosion. The presence of sulphate-reducing bacteria and oxygen in the artesian water used for injection is another matter of concern. For this reason the CSM will provide for the use of corrosion inhibitors, oxygen scavengers and antibacterial additive.

When dealing with the sulphate-reducing bacteria the primary objective is to prevent their expansion into the reservoir in order to keep the deposit free of their waste product, hydrogen sulphide. If this objective is met no hydrogen sulphide will appear in the well fluids in the long term and thus the associated equipment corrosion risks will be minimized.



продукции скважин, предварительное и глубокое отделение воды, а также глубокое обессоливание нефти переменным электрическим полем. «Слабым местом» этого оборудования являются жаровые трубы, служащие источником тепла для нагрева жидкости в процессе подготовки. Опыт эксплуатации показал, что именно на жаровых трубах образуются наибольшие отложения карбонатных солей, что затрудняет теплосъем с наружной поверхности трубы и может привести к ее местному перегреву вплоть до температуры плавления металла и, следовательно, к деформации, разрыву трубы и преждевременному выходу оборудования из строя. В настоящее время для борьбы с солеотложениями на жаровых трубах используется регулярная – два-четыре раза в год – ручная механическая очистка. Эта процедура требует полной остановки агрегата и, в общей сложности, занимает от трех до четырех суток.

Разработанная программа химизации, как ожидается, позволит бороться с солеотложениями более эффективно. За счет ингибирования продукции скважин, поступающей на подготовку, снизится уровень солеотложения на трубах и увеличится срок эксплуатации оборудования. Однако окончательный ответ на этот вопрос будет получен на основании опытно-промышленных испытаний ингибиторов солеотложений.

Другой важной особенностью верхнеконской нефти является высокое содержание смол, что в условиях низких пластовых температур предопределяет отложение парафинов в пласте, скважинах, на установках подготовки нефти и в товарном нефтепроводе. Сегодня для очистки промышленного оборудования используются механические способы – скребки для скважин и поршни для нефтепроводов, а с 2010 года начнется апробирование линейки реагентов по ингибированию парафиноотложений, разработанных как российскими, так и зарубежными компаниями.

В 2009 году на Верхнеконском месторождении была запущена система поддержания пластового давления, и здесь также будут применяться химические методы. В частности, исследования системы ППД позволили выявить риски, связанные с высокой скоростью коррозии промышленного оборудования, а также с наличием в закачиваемой артезианской воде сульфатредуцирующих бактерий и кислорода. В связи с этим, в комплекс системы управления химизацией включены требования по применению ингибиторов коррозии, поглотителей кислорода и антибактериальной присадки.

Говоря о сульфатредуцирующих бактериях, в первую очередь, необходимо предупредить их распространение в пласты месторождения и сохранить залежь свободной от продуктов их жизнедеятельности – сероводорода. В перспективе это позволит предотвратить появление сероводорода в продукции добывающих скважин и, соответственно, минимизирует связанные с этим риски коррозии промышленного оборудования.

Система управления химизацией также предусматривает использование ингибиторов гидратообразований в нагнетательных скважинах. Исследования ряда российских и зарубежных компаний демонстрируют высокие риски обра-

CMS also provides for the use of hydrate retardants in injection wells. Studies by both Russian and international companies demonstrate high risks of hydrate formation and wax buildup when a water-flooding system is put in service. For this reason in 2009 a pilot project to inject wax inhibitors and hydrate retardants was run with Neftekhim Pilot Plant. This project mitigated the existing risks while the use of production chemistry neither influenced wells start-up or reduced injectivity.

Comprehensive Approach

Experience from various fields suggests that the use of chemicals to resolve one specific problem may impact other processes. Any chemicals will influence the quality of the final product. That is why CMS provides for an integrated approach to estimate the cumulative impact on the oil treatment system.

This is exactly the approach to be applied in VC field. The program includes compatibility tests of the chemicals (inhibitors, emulsifiers, solvents) used in different parts of the oil production and transportation system as well as identification of the treatment methods that do not complicate the oil treatment process.

The comprehensive systemic nature of this approach to production chemistry determined the need to choose a single contractor to both inject the chemicals and evaluate their influence on the final product. At the same time there will be no limitations on using chemicals produced by other manufacturers. On the contrary, the contractor will be obliged to field test products by other suppliers.

To ensure contractor performance monitoring VC field laboratories are being re-equipped, more specialists hired, new equipment, chemicals and consumables procured. By the end of 2009 the third laboratory will have been commissioned at the headworks. This will take off some load from the laboratory located at the oil treatment facility and ensure extensive approach to analysis.

VC will become the first field in Russia where the comprehensive production chemistry program will be introduced from the very start of the field development. Whilst in other fields similar problems were addressed as they arose, here the specialists are trying to forecast, assess potential risks and mitigate them beforehand. **B**

зования гидратов и выпадения парафинов при запуске системы ППД. В связи с этим в 2009 году реализован пилотный проект по закачке ингибиторов парафиноотложений и гидратообразований (подрядчик – ЗАО «Опытный завод Нефтехим»). Прделанные работы позволили нивелировать имевшиеся риски – трудностей с запуском скважин и снижения приемистости при применении методов химизации не отмечается.

Опыт применения химических методов на различных месторождениях свидетельствует, что решение одной, узкоспециализированной проблемы зачастую приводит к негативным изменениям в других процессах. Применение любых реагентов будет оказывать влияние на качество конечной продукции, поэтому при разработке системы управления химизацией возникает необходимость комплексно учитывать их воздействие на всю систему подготовки нефти.

Именно такой комплексный подход к программе химизации будет реализован на Верхнечонском месторождении, что подразумевает тестирование совместимости реагентов (ингибиторов, эмульгаторов, растворителей), используемых на различных участках системы добычи и транспорта, а также определение процедур обработки, которые не создают осложнений при подготовке нефти.

Выбор в пользу комплексной системы управления химизацией определяет целесообразность осуществления работ единым подрядчиком, который будет выполнять функции по закачке реагентов и оценке их влияния на конечный продукт. При этом применение химии других поставщиков не будет ограничиваться, напротив, обязательства подрядчика по химизации будут включать проведение опытно-промышленных испытаний продукции других производителей.

Для контроля эффективности деятельности подрядчика в настоящее время активно ведется переоснащение полевых лабораторий – увеличение штата, закупка нового оборудования, химических реактивов и расходных материалов. До конца 2009 года на Верхнечонском месторождении запланирован запуск третьей лаборатории в районе головных сооружений. Это позволит разгрузить лабораторию на установке подготовки нефти и обеспечить массивированный подход к проведению анализов.

Верхнечонское месторождение станет первым российским проектом, где комплексный подход к программе химизации будет применен с самого начала разработки. Если на других месторождениях аналогичные проблемы решались по мере возникновения, то здесь предпринята попытка предугадать, оценить возможные риски и своевременно подготовиться к ним. **B**

POINT OF VIEW /



(AVMheev@pochta.ru), « Alexander Mheev (AVMheev@pochta.ru), Neftekhim Pilot Plant

Neftekhim Pilot Plant provides its services mainly in West Siberia and it was rather a challenge to enter the market in East Siberia. We are the first to provide production chemistry services here. We had to start from scratch and this is always a tough job.

It should be noted that the transportation costs in the region are very high because we have to use many contractors and transportation channels

including railroad, barges and motor transport to deliver chemicals to the field. Besides, the chemicals that we use to satisfy the client's needs freeze at subzero temperature. Therefore we had to build a special shed to warm them up to 40° and we have to use steam trucks to maintain the required temperature of the chemicals during injection.

At the moment VCNG is drafting a tender to introduce a comprehensive chemistry management system in VC field. We intend to participate in this tender. We are pilot testing inhibitors, demulsifiers and other chemicals demanded by the client and we will use the test results to support our bid. And let the fortune favour us!

« « »
 « « »
 , - !
 , , -
 -
 -
 , -
 , , -
 , 40° , -
 « -
 » -
 , -
 , , -
 , -
 , -
 !

Long Way to Verkhnechonskoye Field

Традиционно система снабжения рассматривалась как своего рода вспомогательное производство, обеспечивающее основные процессы нефтедобывающего предприятия. Но, как показывает практика, без слаженной работы производственников и специалистов в области снабжения надеяться на успех невозможно. Это особенно верно в отношении сложных с логистической точки зрения активов, к числу которых, несомненно, относится и Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение.

Supply chain management was conventionally regarded as a somewhat auxiliary function to support the primary operational processes of a production company. Practice however shows that the chance for success is reasonable only with the well-coordinated teamwork of the operational and supply chain staff. This is especially the case for assets with complex logistics such as Verkhnechonskoye oil-gas condensate field.



(KonovalenkoAV@vcng.ru),

«
Alexey Konovalenko

(KonovalenkoAV@vcng.ru),

Deputy General Director, SCM, VCNG

Verkhnechonskoye (VC) field is located in East Siberia some 1,100 km to the North from Irkutsk. In terms of logistics this asset is one of TNK-BP's most complicated fields. The town of Ust-Kut is the key point for cargo and personnel delivery to the field. A federal automobile road and a railroad are going through Ust-Kut; moreover, there is a river port on the Lena River. From Ust-Kut cargo are delivered either by winter road (617 km) or by river (800 km) to Vitim settlement and then by automobile road via Talakanskoye field of Surgutneftegaz. Kirensk is another town through which the personnel are delivered. It is 290 km away from the field

The current supply chain system in VCNG is aligned with the existing structure of Supply Chain Management (SCM) of TNK-BP Upstream; however it is somewhat different reflecting the specific features of the field.

The SCM structure in VCNG includes four departments:

- Procurement Dept.
- Transportation Dept.
- Warehousing Dept.
- Services Contracting Dept.

Transportation and Warehousing

The Transportation Dept. is responsible for the contracts for cargo and personnel delivery by all types of transportation. The need for this department is accounted for by the VC complicated logistics. For example, there is an Air Transportation Section in the Transportation Dept. 11 people working in this section are responsible for the transportation of personnel on rotation in Irkutsk, Kirensk and in the field. The scope of work is material; the annual helicopter hours amount to 5,000. Other areas of responsibility of the Transportation Dept. are winter roads construction (including contracting operators for winter road construction) and cargo transportation by road and by river.

Another specific feature of SCM in VCNG is the Warehousing Dept. While other TNK-BP subsidiaries enlist the logistics and warehousing services of specialist contractors, Regional Procurement Centers,

Верхнечонское месторождение, расположенное в Восточной Сибири в 1100 км к северу от Иркутска, — один из самых сложных в логистическом отношении активов ТНК-ВР. Ключевым пунктом для доставки грузов и персонала на месторождение является город Усть-Кут, через который проходит федеральная автомобильная дорога, есть железнодорожная станция и речной порт на реке Лена. Из Усть-Кута груз доставляется либо по зимнику протяженностью 617 км, либо по реке (800 км) до поселка Витим, а затем по автомобильной дороге через Талаканское месторождение ОАО «Сургутнефтегаз». Второй базовый город, через который осуществляется перевозка персонала, — Киренск, расположенный в 290 км от месторождения.

На сегодняшний день система снабжения ОАО «Верхнечонскнефтегаз» выстроена в соответствии со структурой Управления системы снабжения (УСС) БН «Разведка и Добыча» ТНК-ВР, но здесь есть и свои особенности, связанные, в первую очередь, со спецификой освоения месторождения.

Структура УСС ОАО «Верхнечонскнефтегаз» включает четыре департамента:

- Департамент материально-технического обеспечения;
- Департамент транспортного обеспечения;
- Департамент складского хозяйства;
- Департамент по обеспечению услугами.

Ведением договоров с перевозчиками грузов и персонала всеми видами транспорта занимаются специалисты Департамента транспортного обеспечения. Создание такого подразделения обусловлено осложненной логистикой Верхнечонского проекта. Так, в составе Департамента есть отдел авиаперевозок, насчитывающий 11 человек, которые занимаются организацией вахтовых перевозок персонала в Иркутске, Киренске и непосредственно на месторождении. Объем работ значительный — ежегодно выполняется около 5 000 часов вертолетных перевозок. Кроме того, в сферу ответственности Департамента транспортного обеспечения входит вопрос подготовки зимников, в том числе, контрактование операторов, готовящих зимние дороги, а также вопросы перевозки грузов автомобильным и водным транспортом.

Необходимость выделения в структуре УСС другого подразделения — Департамента складского хозяйства — вызвана тем, что весь функционал, связанный с логистикой и складской деятельностью, находится внутри ОАО «Верхнечонскнефтегаз», в то время как решением этих вопросов в других дочерних обществах ТНК-ВР занимаются специализированные подрядчики — Региональные центры материально-технического обеспечения (РЦ МТО). В ведении Департамента складского хозяйства ОАО «Верхнечонскнефтегаз» находятся не только склады непосредственно на месторождении, но и все промежуточные склады, необходимые для доставки грузов до пункта назначения.

С 2010 года планируется поэтапная передача процессов управления складским хозяйством и логистикой профильному подрядчику — РЦ МТО в Нижневартовске. Сначала будут переданы функции, связанные с приемом, хранением



PHOTO: NIKOLAY SHEVANDU / ФОТО: НИКОЛАЙ ШЕВАНД

In summer cargo is transported by the Lena River. The cargo are shipped from Ust-Kut to the settlement of Vitim and then delivered by automobile road. ▲

VCNG performs these functions by itself and, therefore, the Warehousing Dept. was established. The Warehousing Dept. is responsible both for the warehouses in the field and for all intermediate warehouses on the way to the field.

The warehousing and logistics responsibility is planned to be progressively transferred to the specialist contractor, Regional Procurement Center in Nizhnevartovsk, beginning from 2010. First, functions of cargo acceptance, storing and re-locating on the way to the field will be transferred and starting from 2011 Regional Procurement Center in Nizhnevartovsk will be responsible for warehousing in the field as well.

Providing with Resources and Services

Supply Chain Management in VCNG is evolving along the general trend of SCM development in TNK-BP. The current trend is to introduce a Services Contracting Dept. in each subsidiary. This trend is a quality step-change in supply change management evolution reflecting best international practices.

The new SCM strategy assumes provision of a subsidiary not only with materials but also with all types of services required to meet the production target, from construction and drilling to production facilities operations and maintenance and social amenities. Due quality of the services should be ensured as well. TNK-BP was the first Russian oil and gas company to adopt this approach.

и перемещением грузов до месторождения, а с 2011 года – функции управления складским хозяйством непосредственно на месторождении.

УСС ОАО «Верхнечонскнефтегаз» развивается в соответствии с общими тенденциями системы снабжения TNK-BP. Так, сегодня во всех дочерних обществах Компании создаются Департаменты по обеспечению услугами. Это – качественно новый этап развития систем снабжения, отражающий лучшие мировые практики в этой области.

Новая стратегия УСС предполагает обеспечение подразделений Компании не только материально-техническими ресурсами, но и всеми видами услуг, необходимыми для выполнения производственной программы предприятия – от строительства и бурения до эксплуатации объектов нефтедобычи и социально-бытового обслуживания, – в соответствии с предъявляемыми требованиями к качеству. TNK-BP первой из российских нефтегазовых компаний начала внедрение этого перспективного подхода.

Департамент по обеспечению услугами создан в ОАО «Верхнечонскнефтегаз». В сферу его ответственности входит, в том числе, формирование стратегий контрактования подрядчиков, где по каждому виду сделки четко формулируются поставленные задачи и предложенные решения, определяются условия выбора контрагента (преимущественно, на тендерной основе).

В настоящее время идет процесс заключения договоров на 2010 год, формируются долгосрочные и краткосрочные стратегии контрактования. Учитывая особенности Верхнечонского месторождения, предпочтение отдается заключению долгосрочных контрактов. Дело в том, что в Восточной Сибири рынок услуг для нефтегазового комплекса в настоящее время развит слабо, и для того чтобы привлечь к работе высококвалифицированных подрядчиков, и компании, и потенциальным контрагентам важно четко понимать весь планируемый объем работ. Выход на рынок нового региона потребует от сервисных компаний существенных финансовых вложений, однако привлекать к работе лучшие российские и между-

PHOTO: NIKOLAY OBEVANDU / ФОТО: НИКОЛАЙ ОБЕВАНДОВ



▲ In terms of logistics, VC field is one of the most complex assets of TNK-BP.

VCNG followed this trend and introduced a Services Contracting Dept. as well. Among other things, it is responsible for the development of contracting strategies. Each strategy clearly defines the set tasks and the proposed solutions and determines contractor selection methods (predominantly through a tender).

Currently, the contracting process for 2010 is underway; long-term and short-term contracting strategies are being developed. Long-term contracts are preferable due to the specific features of VC field. Today the oil and gas services market is poorly developed in East Siberia. To bring highly qualified contractors, both VCNG and the potential counterparties need to appreciate the whole scope of the planned work. For the services companies to enter a new region requires substantial financial investment. However, it is imperative that the best Russian and international companies are engaged to ensure high work quality and efficiency. On the other hand, development of long-term contracting strategies requires a more thorough approach: the idea is to have well-formulated requirements and to consider possible market changes. Thus VCNG is also not opposed to conclusion of short-term contracts.

Supply Chain Management + Project Management

A major direction of SCM development in VCNG is to establish a structure of functional supply chain management of a major capital project. In addition to the four existing departments a new position of a major capital project supply chain manager is introduced. This specialist will play an important role in planning the development of VCNG.

The main objective of the major capital project supply chain manager is to establish clear interaction between the Project

народные компании совершенно необходимо, чтобы обеспечить высокое качество и эффективность работ. С другой стороны, разработка долгосрочных стратегий контрактования требует более тщательной проработки: необходимо четко сформулировать требования, а также учесть возможность изменения рыночных условий, поэтому ОАО «Верхнечонскнефтегаз» рассматривает возможности заключения и краткосрочных договоров.

+

Актуальным направлением развития УСС ОАО «Верхнечонскнефтегаз» является создание структуры функционального управления снабжением крупного капитального проекта, для чего дополнительно к четырем существующим департаментам вводится должность менеджера по управлению снабжением крупного капитального проекта. Этот специалист станет заметной фигурой во всем процессе планирования развития ОАО «Верхнечонскнефтегаз».

Основная задача менеджера по управлению снабжением крупного капитального проекта – выстроить четкое взаимодействие проектных команд и специалистов УСС внутри компании и на самых ранних этапах проектирования обеспечить эффективность принятых проектных решений с учетом логистических особенностей актива, специфики рынка поставщиков ресурсов и услуг и других возможностей системы снабжения. Для решения поставленной задачи необходим высококвалифицированный специалист, обладающий глубоким пониманием системы снабжения TNK-BP в целом и ОАО «Верхнечонскнефтегаз» в частности, а также устойчивыми знаниями в области планирования, проектирования и инжиниринга.

Ранее несогласованность действий проектных команд и специалистов УСС приводила к изменению сроков реализации того или иного проекта или даже к необходимости пересмотра уже принятых и одобренных проектных решений. Дело в том, что специалисты системы снабжения подключались к работе на поздних этапах реализации проекта, когда все решения уже приняты, сроки реализации проекта утверждены, необходимо «лишь закупить оборудование и доставить его на месторождение». Зачастую оказывалось, что срок, в который необходимо поставить оборудование, противоречит реально возможным срокам поставки. Кроме того, не учитывались и особенности схемы доставки грузов до месторождения. Приведем простой пример. Предположим, для решения производственных задач будет принято решение закупить импортное оборудование весом 80 т. Но как

Management Team and the SCM team and at the earliest stages to ensure project decisions efficiency given the asset logistics, resources and services market constraints and other supply chain factors. To be able to tackle this task a highly qualified specialist is needed with profound understanding of supply chain management both in TNK-BP and in VCNG and planning, design and engineering expertise.

In the past the misalignment in actions of the Project Management Team and the SCM team caused projects delays and even revision of approved project decisions. The problem was that the SCM team would only get involved in the project at the later stages of project implementation when all decisions had already been made, project schedule had been approved and the only thing left was to procure equipment and deliver it to the field. It was often the case that the deadline for equipment delivery was unrealistic. And the logistical schemes were not even taken into account. Here is a simple example. Let us assume that we need to purchase 80 t of imported equipment. But how do we deliver it to the field? We cannot go by road as the bridge can only take 60 t; we cannot go by river either as there is no proper unloading equipment at the destination point. Moreover, the equipment manufacturing and delivering timelines do not meet the project commissioning deadlines. So how do we ensure that the equipment is delivered on time?

Thus, failure to take into account supply chain constraints and the related planning faults impacted the quality, timing and cost of the work.

It is obvious that the SCM team needs to be engaged at the early project stages to help develop a realistic project schedule taking into account logistical and market constraints. This will be the task for the major capital project supply chain manager.

Team of Professionals

The strategic direction of Supply Chain Management development in VCNG is personnel training and competency development.

завезти его на месторождение? По автомобильной дороге нельзя – мост выдерживает не более 60 т, перевозить по реке также невозможно – в пункте назначения нет оборудования для выгрузки такого тяжелого агрегата. Кроме того срок изготовления и поставки данного оборудования не вписывается в сроки запуска объекта. Как обеспечить наличие на объекте оборудования в необходимый срок?

Таким образом, некорректный учет в проекте условий системы снабжения и связанные с этим издержки планирования впоследствии сказываются на качестве, сроках и стоимости выполнения работ.

Очевидно, что специалистов УСС необходимо подключать к работе на самых ранних этапах проектирования с тем, чтобы выстроить четкий график реализации проекта в соответствии с логистическими особенностями актива и возможностями рынка. Именно эту задачу и будет решать менеджер по управлению снабжением крупного капитального проекта.

Стратегическим направлением развития Управления системы снабжения предприятия является обучение и повышение компетенции персонала.

Команда УСС – довольно молодая, коллектив постоянно расширяется. Поскольку подготовленных кадров в области снабжения для нефтегазовой отрасли в Восточной Сибири нет, приходится принимать на работу специалистов из других отраслей и обучать их специфике работы ОАО «Верхнечонскнефтегаз» и лучшим мировым практикам, которые сегодня внедряются в ТНК-ВР.

Обучение менеджеров по управлению снабжением ведется в соответствии с требованиями, предусмотренными Академией системы снабжения ТНК-ВР (см. «Паспорт компетенций для работников системы снабжения»,

VCNG's Warehousing Dept. is responsible both for the warehouses in the field and for all intermediate warehouses on the way to the field.

« »



PHOTO: GLEB KONSTANTINOV / FOTO: OLEG KOSYGIN/PHOTO

PHOTO: NIKOLAY OBEZANOV / FOTOD: NIKOLAI CHEBANOV



The SCM team is quite young and is ever growing. East Siberia lacks trained staff proficient in oil and gas sector procurement; therefore, VCNG has to hire specialists from other sectors and teach them VCNG specifics as well as the best international practices which are employed by TNK-BP today.

The supply chain managers are trained in accordance with the requirements set by the TNK-BP Supply Chain Academy (see "Supply Chain Competencies Passport to Expand Career Horizons", *Innovator* #24); other training opportunities are being considered as well. VCNG cooperates with the school of professional training in Irkutsk for training and certifying warehouse staff. This approach allows improving the professional competencies of the staff and clearly understanding the current training status.

Experience sharing visits to TNK-BP subsidiaries (Buzulukneft) and other Russian oil and gas companies (Rosneft, Surgutneftegaz) were most useful for professional development of the Supply Chain Management staff. This approach helps adopting best SCM practices in VCNG and will be applied in the future.

To sum it up, the promising areas of SCM development in VCNG are as follows:

- Personnel training and competency development
- Introduction of the position of major capital project supply chain manager to align the project decisions and the supply chain constraints
- Transfer of warehousing functions from VCNG to TNK-BP internal specialist contractor, Regional Procurement Center in Nizhnevartovsk

The Supply Chain Management team made a big contribution to VCNG success, the first million tons of oil produced in late 2009. It is the opinion of specialists that implementation of the proposed initiatives will ensure great performance in the future. **В**

▲ To transport personnel to VC field, nearly 5,000 helicopter hours are performed per year.

5 000

« »

« » №24), рассматриваются возможности проведения дополнительных программ обучения. Кроме того, ОАО «Верхнеконскнефтегаз» сотрудничает со школой профессионального обучения в Иркутске для проведения обучения и аттестации складских работников. Такой подход позволяет повышать квалификацию сотрудников и четко определять текущую обученность персонала.

Особенно полезными для профессионального развития специалистов Управления системы снабжения стали поездки для обмена опытом в различные подразделения ТНК-ВР (НГДУ «Бузулукнефть») и других российских нефтегазовых компаний (НК «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз»). Подобная практика способствует принятию лучших практик в области снабжения в ОАО «Верхнеконскнефтегаз» и в будущем, несомненно, будет только развиваться.

Подводя итог, можно еще раз отметить перспективные направления развития системы снабжения ОАО «Верхнеконскнефтегаз»:

- обучение и повышение компетенции персонала;
- введение должности менеджера по управлению снабжением крупного капитального проекта для обеспечения согласованности проектных решений и возможностей системы снабжения;
- передача функций управления складским хозяйством ОАО «Верхнеконскнефтегаз» в ведение профильного внутреннего подрядчика ТНК-ВР – РЦ МТО в Нижневартовске.

Работа Управления системы снабжения сделала весомый вклад в успех ОАО «Верхнеконскнефтегаз», которое в конце 2009 года добыло свой первый миллион тонн нефти. Специалисты уверены, что реализация предложенных инициатив позволит предприятию и дальше демонстрировать великолепные производственные результаты. **В**



Group Finance and Logistics Reengineering in VCNIG On the Frontline

Стратегия ТНК-ВР — быть одной из самых эффективных компаний в отрасли. В рамках повышения эффективности в дочерних обществах БН «Разведка и Добыча» внедряются современные методы управления во всех ключевых направлениях бизнеса — от процессов планирования, снабжения и учета до «план-факт» анализа. В силу особенностей финансово-производственной деятельности для ОАО «Верхнеконскнефтегаз» реализация этой программы является одной из наиболее приоритетных задач.

TNK-BP's strategy is to be one of the most efficient oil and gas companies. Upstream's subsidiaries are introducing front-end management tools to improve efficiency in all major business areas, from planning, supply and accounting to plan / actual analysis. These initiatives stand among the top priorities for VCNIG due to the specific aspects of its finance and operations.



(MihnevAV@vcng.ru),

«
Alexander Mikhnev (MihnevAV@vcng.ru),
Deputy General Director, PPM / PPC, VCNIG

Systemized work to improve the efficiency of TNK-BP business processes in finance and logistics is underway since 2005 when the following two initiatives were introduced. Group Financial Template Project (GFT) provided for the accounting and finance reengineering and the development of TNK-BP financial template to be used across TNK-BP accounting. Supply Chain Management Process Reengineering Project (SPR) was launched to establish an efficient supply chain.

As those initiatives were introduced to the Upstream it was decided to thoroughly refine and integrate them into a complete management cycle within the framework of a single Group Finance and Logistics Program (GFL).

GFL pilot project was successfully launched in TNK-Nizhnevartovsk in 2008. A Production Unit Management GFL Template was developed and then rolled out to Samotlorneftegaz, SNGDU-2, Gas Compression Unit, Yugraneft Corporation. In 2010, GFL will be introduced to TNK-Nyagan and VCNIG.

Ahead of Schedule

GFL was originally planned to be rolled out in VCNIG in H2 2010. However, the process was started as early as August-September 2009 upon initiative of the Company management. The existing management system was to be changed due to numerous factors, including the specific nature of a Greenfield and particular attention from both RF Government and the Company management given to major production centers of the future.

The first challenge is associated with the extensive geography of VCNIG operations. The subsidiary is managed from Irkutsk whereas

Системная работа по улучшению эффективности бизнес-процессов ТНК-ВР в сфере финансов и снабжения ведется с 2005 года, когда началась реализация двух инициатив. Проект стандартизации финансовых бизнес-процессов (GFT) предусматривал реорганизацию учетной и финансовой функций и разработку финансового шаблона ТНК-ВР, охватывающего весь бухгалтерский учет Компании. Для решения задачи по созданию эффективной системы снабжения был инициирован проект по реинжинирингу системы снабжения (SPR).

Для обеспечения замкнутого управленческого цикла, при внедрении в БН «Разведка и Добыча» было принято решение о детальной интеграции и доработке этих двух инициатив в рамках одной программы, получившей название Программы реинжиниринга финансов и логистики (GFL).

В 2008 году пилотный проект Программы GFL успешно стартовал в ОАО «ТНК-Нижневартовск». По его итогам был сформирован управленческий шаблон GFL для добывающего предприятия (шаблон GFL), который был затем тиражирован в ОАО «Самотлорнефтегаз», СНГДУ-2, Управлении по компримированию газа и Корпорации «Югранефть». В 2010 году внедрение Программы GFL предстоит в ОАО «ТНК-Нягань» и ОАО «Верхнеконскнефтегаз».

Изначально тиражирование программы GFL в ОАО «Верхнеконскнефтегаз» было запланировано на вторую половину 2010 года. Однако по инициативе руководства Компании реализация этого процесса началась уже в августе-сентябре 2009 года. Необходимость изменений в сложившейся системе управления объяснялась многими факторами, от специфики нового месторождения до повышенного внимания государства и руководства Компании к гринфилдам — будущим центрам добычи.

Первая сложность связана с обширной географией деятельности ОАО «Верхнеконскнефтегаз». Управление предприятием ведется из Иркутска, а основной производственный актив — Верхнеконское месторождение — находится в 1 100 км к северу. Необходимо учесть и наличие большого количества складов, расположенных во всех основных точках логистической цепочки доставки грузов на месторождение — в Иркутске, Усть-Куте, Киренске, поселке Витим и на самом Верхнеконском месторождении (см. «Долгая дорога до Верхней Чоны» на стр. 21). Кроме того, несколько месяцев в году — в весеннюю и осеннюю распутицу — добраться до месторождения возможно только на вертолете. Все это не только осложняет процесс доставки грузов до пункта назначения, но и значительно затрудняет отправку отчетной документации обратно в головной офис компании, что не раз приводило к утере

its key production asset, VC field, is 1,100 km away to the north. One should also take into account numerous warehouses located in all of the key cargo delivery points, i.e. in Irkutsk, Ust-Kut, Kirensk, settlement of Vitim, and VC field (see “Long Way to Verkhnechonskoye Field” on p. 21). Moreover, in spring and in autumn roads are impassible and the field is reachable by helicopter only. These factors complicate both cargo delivery to the field and reports sending back to the company headquarters. This has already resulted in losses of original documents and up-to-two-months delays in booking the relevant operations. Therefore, the planning and supply chain management processes were to be improved and integrated into a single business process.

VCNG took certain measures that improved the situation to a certain extent. Thus, communication channels were laid and accountants were hired to work in Kirensk and afield.

However, the lack of a common single-platform database (the materials are currently recorded in 1C whereas financial accounts are kept in SAP) slows down booking while the data transmission process is associated with high risks of errors. Historical field development data have to be used quite often, which are stored in MS Excel format. The data inconsistency results in immense labor inputs, increased role of the human factor, non-transparent and less reliable reporting and, therefore, general process inefficiency.

VCNG accounts are kept by TNK-BP in-house contractor, TNK-Biznessservis in Nizhnevartovsk. This remote work coupled with the lack of a common database additionally complicates current analysis of subsidiary operations and hinders prompt decision making.

VCNG currently uses a continuously updated economic model to evaluate project economics and manage changes. In particular, this model is used as a basis to draft financial memorandums for the shareholders. The model is developed in MS Excel this implicates the same difficulties, i.e. data inconsistency, large scopes of manual work, etc. It is also important to understand that VC is a Greenfield and here, unlike mature fields, production is growing rapidly, which requires continuous updating of the economic model.

Single Solution

The unoptimized business processes and the lack of a single information environment reduce the efficiency of both inventory management system and financial reporting system (in terms of reliability). Taken together, they pose risks of financial losses for the subsidiary and its shareholders.

GFL analysis showed that it could be the foundation to comprehensively resolve these problems. Apart from that, GFL will improve VCNG performance and reduce the influence of the human factor in financial calculations. This will contribute to the quality of business decisions and well as positively effect the team spirit. Working with advanced information systems, the employees will get a practical assurance of that their work is becoming more efficient, and their professional value is increasing.

GFL implementation in VCNG has been steadily brought to the practical phase by now. BDO Unicorn was selected as the general contractor. An integrated project team was set up in VCNG including specialists from the Management System Implementation Section and TNK-Biznessservis. Deputy General Director for Economics and Finance was appointed the single point of accountability to implement the project.

As of today, the first phase of GFL roll-out, the gap analysis, was started in the subsidiary. At this stage VCNG business processes will be thoroughly reviewed, compared to the standard corporate template, and the need to adjust the template to match the subsidiary needs will be considered. The progress of the first phase of the project allows drawing a conclusion that specialists from VCNG, the project team and TNK-BP specialized functions working together will help adjust the GFL template to match major project management specifics and then introduce it in VCNG. **■**

первичных документов и значительным — до двух месяцев — задержкам с отражением операций в отчетности. Сложившаяся ситуация требовала совершенствования и увязки в единую бизнес-логику процессов планирования и управления системой снабжения.

Часть мер, предпринятых в данном направлении, позволили несколько улучшить ситуацию. Так, были проведены каналы связи и организованы рабочие места для бухгалтеров в Киренске и на месторождении.

Тем не менее, отсутствие общей базы данных на единой платформе (в настоящее время учет движения материалов ведется в 1C, а бухучет — в SAP) снижает оперативность отражения информации, а сам процесс передачи данных сопряжен с высокими рисками ошибок. Кроме того, зачастую приходится прибегать и к историческим показателям разработки месторождения в MS Excel. Разрозненность используемых данных приводит к большим трудозатратам, повышению роли человеческого фактора, непрозрачности и снижению достоверности отчетности и, таким образом, к неэффективности процесса в целом.

Ведением бухгалтерского учета в ОАО «Верхнеконскнефтегаз» занимается внутренний подрядчик TNK-BP — ООО «ТНК-Бизнессервис» в Нижневартовске. Такая удаленная работа наряду с отсутствием единой системы данных создает дополнительные трудности при текущем анализе деятельности предприятия и принятии оперативных решений.

В настоящее время для оценки экономики проекта и управления изменениями в ОАО «Верхнеконскнефтегаз» используется постоянно обновляемая экономическая модель, на основании которой, в том числе, готовятся финансовые меморандумы для акционеров. Модель исполнена в MS Excel, и работа с ней сопряжена все с теми же трудностями — разрозненностью данных, необходимостью проведения значительного объема работ вручную и другими факторами. При этом важно понимать, что Верхнеконское месторождение находится на начальном этапе разработки и, в отличие от зрелых месторождений, характеризуется высокими темпами роста добычи, что требует постоянного обновления экономической модели.

Неоптимизированные бизнес-процессы и отсутствие единой информационной среды снижают эффективность работы как системы управления запасами, так и системы финансовой отчетности (в части достоверности), а в совокупности создают риски финансовых потерь для предприятия и акционеров.

Анализ возможностей GFL показал, что реализация этой программы сможет стать фундаментом для комплексного решения выявленных проблем. Реинжиниринг финансов и логистики, кроме того, позволит увеличить эффективность производственной деятельности ОАО «Верхнеконскнефтегаз» и снизить влияние человеческого фактора при расчетах финансовых показателей. Это позитивно повлияет не только на качество бизнес-решений, но и на настроение в коллективе. Работая с современными информационными системами, сотрудники на деле убедятся, что их работа становится более эффективной и их ценность как профессионалов растет.

К настоящему времени, процесс внедрения GFL в ОАО «Верхнеконскнефтегаз» уверенно перешел в практическую стадию. Генеральным подрядчиком по выполнению работ выбрана компания «БДО Юникон». В ОАО «Верхнеконскнефтегаз» организована интегрированная проектная группа, объединяющая специалистов отдела внедрения систем управления и сотрудников ООО «ТНК-Бизнессервис». На уровне руководства предприятия ответственность за реализацию проекта возложена на заместителя Генерального директора по ПУЭДиК.

На сегодняшний день на предприятии стартовал первый этап тиражирования GFL — так называемый сравнительный или гар-анализ. Он предусматривает подробный анализ бизнес-процессов ОАО «Верхнеконскнефтегаз», сравнение их со стандартным корпоративным шаблоном и оценку необходимости доработки этого шаблона в соответствии с потребностями предприятия. Ход реализации первого этапа проекта позволяет заключить, что совместная работа специалистов ОАО «Верхнеконскнефтегаз», проектной команды и представителей профильных бизнес-функций Компании позволит адаптировать и внедрить на предприятии шаблон GFL с учетом специфики управления крупными проектами. **■**

Acoustic Sound Velocity Impact on Fluid Level Metering Results



(ANLopukhov@ trk-bp.com),
 «
 »
Andrey Lopukhov (ANLopukhov@ trk-bp.com),
 Geologist, Samotlorneftegaz

Operational analysis and reservoir surveillance are integral parts of Production Unit's routine. The process inevitably involves continuous monitoring of changes of various parameters including production well rates, working agent injection volume, watercut, gas-oil ratio, oil composition, etc. Bottomhole and reservoir pressures are monitored as well; their values are calculated based on downhole metering results. However, pressure values are most frequently obtained based on dynamic and static fluid level metering.

Average Values Produce Approximate Results

The fluid level is identified by echosounding; the method implies measuring the time that it takes an acoustic signal to pass from the wellhead to the gas / liquid phase boundary. The generated and reflected acoustic signals are registered in an echogram (Fig. 1), thus, the time of arrival of the reflected signal is determined.

The formula for calculating fluid level value is as follows:

$$H = \frac{V_s T}{2},$$

- where:
- H is fluid level value, m
 - V_s is acoustic sound velocity for a given annular pressure, mps
 - T is time from the impact until arrival of the first reflected pulse, s

Оперативный аналитический контроль разработки месторождения занимает важное место в работе нефтедобывающих предприятий. Неотъемлемой частью этого процесса является постоянный мониторинг изменений целого ряда параметров, включая дебиты добывающих скважин, объем закачки рабочего агента в нагнетательные скважины, обводненность, величину газового фактора, состав нефти и многое другое. В число контролируемых параметров входят также забойное и пластовое давления, расчет которых проводится по результатам глубинных замеров, но, в основном, значения давлений рассчитываются на основе результатов замера динамического и статического уровней в скважине.

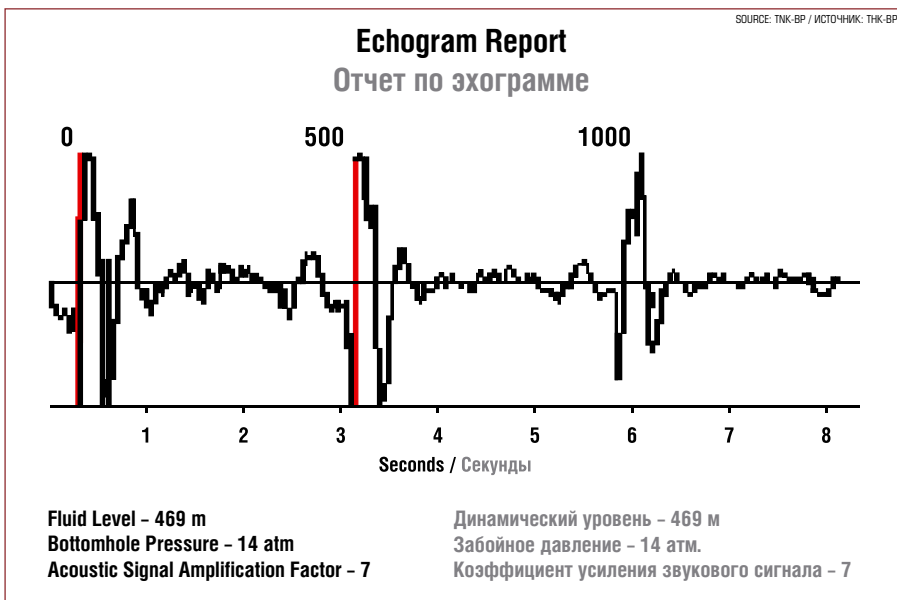
Для определения уровня жидкости в скважине используется метод эхолотирования: измеряется время прохождения акустического сигнала от устья скважины до границы раздела фаз «газ-жидкость». Сгенерированные и отраженные акустические сигналы регистрируются в виде эхограммы (Рис. 1), по которой и определяется время прихода отраженного сигнала.

Положение уровня вычисляется по формуле:

$$H = \frac{VT}{2},$$

- где:
- — значение уровня жидкости в скважине, м;
 - V — скорость распространения акустического сигнала (скорость звука) для данного давления в затрубном пространстве исследуемой скважины, м/с;
 - T — время с момента воздействия до прихода первого отраженного импульса, с.

В исследовательских приборах, применяемых на месторождениях, для определения положения уровня используются усредненные значения скорости звука, полученные в результате исследования некоторой скважины или путем лабораторных исследований попутного газа при изменении давления. Вместе с тем, на каждом месторождении и даже в каждом пласте температура и состав газа различны, так что, вполне вероятно, что скорость звука в разных скважинах будет отличаться. Таким образом, использование усредненных значений скорости звука может привести к погрешностям при определении положения уровня в скважине.



В 2003 году в ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (ОАО «ННП») были проведены исследования по подбору оптимальных значений скорости звука для скважин Хохряковского, Ершового и Сороминского месторождений. При этом использовались три метода: расчетный, прямой и метод репера.

Расчетный метод предполагал использование формулы расчета скорости звуковых волн, приме-

Fig 1 Well Fluid Level Diagram
 . 1

Onsite tools rely on average acoustic sound velocity values to determine the fluid level; these values were obtained by surveying an indefinite well or by analyzing associated gas at changing pressures in a laboratory. However, gas temperatures and compositions vary in each field and even in each reservoir, so it is quite probable that acoustic sound velocity will differ in each well. Therefore, the use of average acoustic sound velocity values may result in inaccurate fluid level metering results.

Three Approaches to a Common Challenge

The objective of a study performed by NNP in 2003 was to identify optimal acoustic sound velocity values for wells in Khokhryakovskoye, Yershovoye and Sorominskoye fields. Three methods were used: calculation, in-situ method, and marker method.

The first method was based on an acoustic sound velocity calculation formula applicable to ideal gases; temperature gradient along a wellbore was considered. The formula is as follows:

$$V_s = 100 \sqrt{\frac{9,8 \gamma RT}{M}}$$

- where:
- V_s is sound velocity, mps
 - $R = 0,082$ (l*atm) / (mole*K) is the universal gas constant
 - T is temperature, K
 - M is molecular weight, g per mole
 - $\gamma = \frac{G_p}{G_v}$ is an adiabatic exponent
 - G_p is gas heat capacity at constant pressure, kcal/(kg*K)
 - G_v is gas heat capacity at constant volume, kcal/(kg*K)

This formula may be used to calculate acoustic sound velocity value both for separate gases and a gas mixture (associated gas). As a result, the calculated average acoustic sound velocity along a wellbore at a temperature of 43.75 C amounted to 324.37 mps.

The in-situ method provides for the use of a Rezonans-M tool to measure sound velocity. The tool has a cylindrical chamber to sample

нимой к идеальным газам, с учетом температурного градиента по стволу скважины:

$$V = 100 \sqrt{\frac{9,8 \gamma RT}{M}}$$

- где:
- V – скорость звука, м/с;
 - $R = 0,082$ (л*атм.) / (моль*K) – универсальная газовая постоянная;
 - T – температура, К;
 - M – молекулярная масса газа, г/моль;
 - $\gamma = \frac{G_p}{G_v}$ – показатель адиабаты;
 - G_p – теплоемкость газа при постоянном давлении, ккал/(кг*K);
 - G_v – теплоемкость газа при постоянном объеме, ккал/(кг*K).

Пользуясь этим выражением, можно получить значение скорости звука как для отдельных газов, так и для их смеси (попутный газ). В итоге расчетная средняя скорость по стволу скважины при температуре 43,75°С составила 324,37 м/с.

При прямом методе, замеры скорости звука проводились при помощи прибора «Резонанс-М». В цилиндрическую камеру прибора отбирается проба газа с устья скважины – таким образом, газ в камере находится под давлением, соответствующим давлению в затрубном пространстве скважины. С одной стороны камера оборудована генератором звукового сигнала, с другой – приемником, и, поскольку расстояние между ними известно, можно определить и скорость прохождения звукового сигнала. После этого давление в камере стравливается на 0,5-1,0 атм. и проводятся повторные измерения. Процесс продолжается до тех пор, пока давление в камере не упадет до 0 атм. (Табл. 1, Рис. 2).

Прямой метод применялся для исследования 20 скважин, скорость звука в них варьировалась от 311 м/с до 384 м/с.

Table 1 Acoustic Sound Velocity Measurements – Khokhryakovskoye Field

1

Pressure, atm	Acoustic Sound Velocity, mps					
	5/161	5/149	20/845	10/725	Calculated Value	Average Value
14	377,3	363,4			324,4	356,2
13	377,2	363,6		344,2	324,4	356,5
12	377,3	363,9		345,2	324,4	356,8
11	377,2	363,6		345,9	324,4	356,9
10	377,3	364,3		346,8	324,4	357,3
9	377,2	363,4		347,9	324,4	357,5
8	377,2	363,7		348,1	324,4	357,7
7	376,8	363,5		347,6	324,4	357,5
6	376,5	362,6	376,7	346,5	324,4	357,3
5	376,0	360,4	377,8	345,0	324,4	356,7
4	374,7	357,7	378,5	342,3	324,4	355,5
3	372,8	353,3	378,7	338,7	324,4	353,6
2	369,2	346,5	378,0	333,4	324,4	350,3
1	362,6	336,9	375,6	324,6	324,4	344,8
0	344,2	312,3	363,2	311,2	324,4	331,1

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

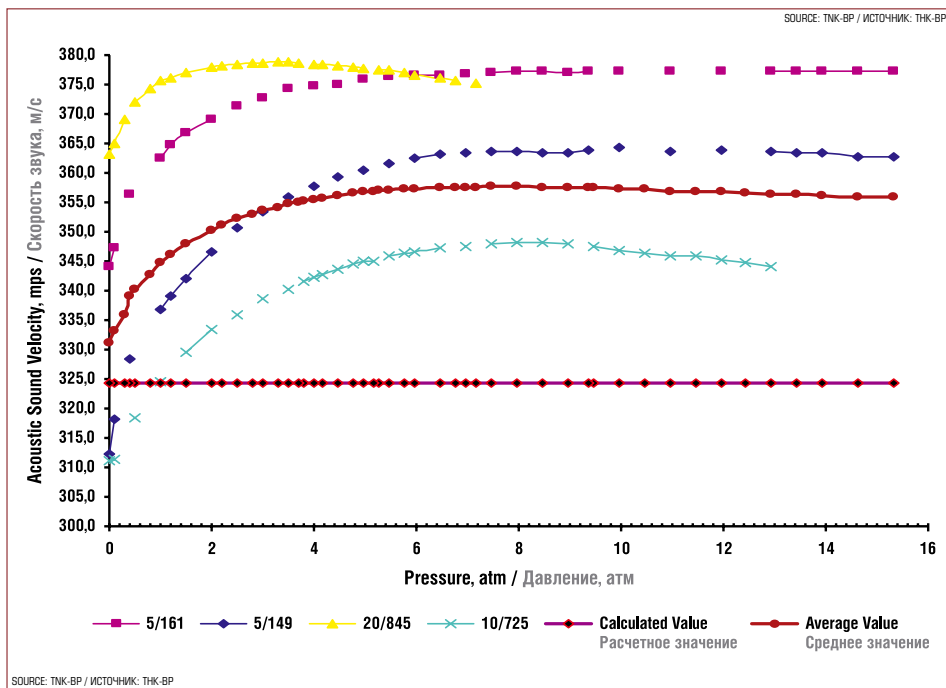


Fig 2 Acoustic Sound Velocity vs. Pressure, Khokhryakovskoye Field . 2

Использование третьего метода – метода репера – возможно только в скважинах с установленным в них репером, глубина которого фактически подтверждена. Репером может быть, например, точка перехода с эксплуатационной колонны большего диаметра на колонну меньшего диаметра. На эхограмме видно отражение звукового сигнала не только от поверхности жидкости, но и от репера. Поскольку его глубина известна, можно установить скорость звука в данной конкретной скважине, и уже с учетом скорректированного значения скорости звука определить положение уровня в скважине.

wellhead gas. The gas in the chamber is therefore under the well annular pressure. The chamber is equipped with an acoustic signal generator on one side and a receiver on the other. Since the distance between them is known, acoustic sound velocity can be identified. The pressure in the chamber is then reduced by 0.5-1.0 atm, and repeated measurements are made. The process is repeated until the chamber pressure drops to 0 atm (Table 1, Fig. 2).

20 wells were studied with the in-situ method; acoustic sound velocity in those wells varied from 311 mps to 384 mps.

The marker method may only be used in the wells that have a marker set at a practically confirmed depth. For example, the point where the production string changes from larger diameter to smaller diameter may be a marker. The echogram shows how the acoustic signal reflects from the fluid surface and from the marker. Since the marker depth is known, acoustic sound velocity in a particular well can be identified and considering the adjusted acoustic sound velocity value the fluid level can be measured.

Unfortunately, there were no wells with set markers in NNP at the time of the study. Therefore, the average values for each of the three fields were derived by comparing the results of the two methods, i.e. calculation and in-situ method. The maximal acoustic sound velocity at 100 atm was obtained in Sorominskoye field and equaled to 368 mps; the minimal value at 0 atm was obtained in Khokhryakovskoye field amounting to 331 mps.

The marker method was tested in two Samotlor wells in September 2009. In well #1402, pad #526, an average acoustic sound velocity value of 374 mps was used first and the gas / liquid phase boundary was calculated to be at the depth of 1,147 m. However, this well had a marker set at the depth of 697 m, which is a changeover from a 168-millimeter string to a 140-millimeter string (Fig. 3). This helped adjust the acoustic sound velocity value in the well (398 mps), which had a significant impact on fluid level measurement results (1,220 m). The dynamic level changed by 73 m and, therefore, the bottomhole pressure was calculated to be 7.3 atm lower than previously estimated.

К сожалению, на момент проведения исследований ни в одной из скважин ОАО «ННП» репер установлен не был. В итоге, сопоставив результаты двух методов исследования скорости звука – расчетного и прямого – были выведены средние значения для каждого из трех месторождений; максимальное значение скорости звука при 100 атм. – 368 м/с – было получено на Сороминском месторождении, минимальное при 0 атм. – 331 м/с – на Хохряковском месторождении.

В сентябре 2009 года метод репера был опробован на двух скважинах Самотлорского месторождения. При использовании усредненного значения скорости звука (374 м/с) в скважине №1402 куста №526 граница раздела фаз «газ-жидкость» оказалась на уровне 1147 м. Однако в этой скважине на глубине 697 м есть репер – переход с колонны диаметром 168 мм на колонну диаметром 140 мм (Рис. 3). Это позволило уточнить

Fig 3 Echogram for a Well with a Marker . 3



How to Obtain Adequate Fluid Level Values?

The studies have shown that acoustic sound velocity is individual in each well, therefore acoustic sound velocity values specified for each field, reservoir and/or well considering gas composition and reservoir temperature should be used while interpreting echosounder readings.

Please forward all your questions concerning the described method to identify well fluid levels to Andrey Lopukhov (ANLopukhov@tnk-bp.com).

(ANLopukhov@tnk-bp.com).

Although the previous approaches can't be called incorrect, the issue of acoustic sound velocity studies in wells undoubtedly deserves special attention since fluid level measurements are used to perform numerous operations. An optimization calculated based on an incorrect fluid level value may result in a mismatch between pump capacity and inflow from the reservoir, unstable operation and failure of the equipment. An inadequate reservoir pressure value used at the time of well killing might result in a repeated killing, which entails additional costs and deterioration of the bottomhole reservoir zone. Moreover, if a well demonstrates low reservoir pressure and poor reservoir properties it would merely become non-operable after a workover.

Since the dynamic and static fluid levels are identified mainly to determine bottomhole and reservoir pressure, pressure sensors may be recommended to be installed at submersible pump inlet to continuously register pump inlet pressure and thus calculate bottomhole pressure. The reservoir pressure may be determined in a similar way by shutting in a well for a certain period of time. Reservoir pressure in shut-in and idle wells should be determined with downhole wireline tools. **▣**

скорость звука в скважине (398 м/с), что существенно повлияло на результаты замера уровня – 1220 м. Изменение динамического уровня составило 73 м, соответственно, забойное давление оказалось ниже на 7,3 атм.

?

Исследования показали, что скорость звука в каждой скважине индивидуальна, и при расшифровке показаний эхолота необходимо использовать уточненные значения скорости звука для каждого исследуемого месторождения, пласта, скважины с учетом состава газа и температуры пласта.

И хотя нельзя сказать, что прежние подходы неверны, вопрос исследования скорости звука в скважинах, несомненно, заслуживает отдельного внимания. Ведь данные замеров уровня используются при выполнении целого комплекса работ. Так, оптимизация, рассчитанная по некорректному уровню, может привести к несоответствию производительности насоса притоку из пласта, нестабильной работе и отказу погружного оборудования. Неверно указанное пластовое давление при глушении скважины может привести к необходимости повторного глушения, что влечет за собой дополнительные финансовые затраты и ухудшение состояния призабойной зоны пласта, а скважины, характеризующиеся низким пластовым давлением и плохими коллекторскими свойствами пласта, после ремонта просто не будут работать.

Так как основной целью определения динамического и статического уровня является забойное и пластовое давление, то в качестве рекомендаций можно предложить использовать датчики давления, устанавливаемые на прием глубинного электроцентробежного насоса, при этом давление на приеме насоса фиксируется постоянно, путем пересчета можно получить и забойное давление. Если скважину остановить и закрыть на определенный период, то аналогичным образом можно получить пластовое давление. Для определения пластового давления, в скважинах простаивающего и бездействующего фонда необходимо использовать глубинные приборы, спускаемые в скважину на проволоке. **▣**

POINT OF VIEW /



(VBSadkhin@tnk-bp.com),

Vsevolod Sadkhin (VBSadkhin@tnk-bp.com), Stimulation Section Head, Wellwork Dept., Upstream Technology

Multiple fluid level measurements obtained by echosounding can be used to generate a level build-up curve. If the data quality is good (depending on number and frequency of measurements) level build-up curves make it possible to calculate reservoir parameters such as permeability, skin factor and reservoir pressure. This method of

obtaining reservoir data has an advantage as its application does not involve any well servicing or workover crews. Moreover, if candidate wells are selected from the wells in intermittent operation scheduled well shut-ins and oil production losses can be avoided. Provided the obtained data correlate properly to the readings of downhole gauges, this method becomes an efficient formation evaluation tool required to establish whether such well interventions as hydrofrac jobs and bottom-hole treatments are applicable for these wells.

When measuring fluid levels using the echosounding technique, we often come across such phenomenon as a pseudo liquid-gas interface which affects the results significantly. There can be foam above the well fluid, and the foam surface can produce high-amplitude reflections of acoustic sound waves. The foam column can be several tens of meters high and even more. In order to avoid errors in fluid level measurements, the foam is compressed by increasing annular pressure or by adding a limited amount of liquid into the annular space.

Small-Bore Downhole Pumps: Unique Production Equipment at TNK-BP Fields

Уже несколько лет в добывающих подразделениях ТНК-ВР реализуется целевая программа по повышению наработки погружного оборудования на отказ. Перед специалистами стоит непростая задача — к 2011 году увеличить этот показатель до 600 суток, но нефтяникам уже удалось добиться отличных результатов. Так, в 2008 году продолжительность жизненного цикла УЭЦН в ОАО «Оренбургнефть» составила 393 суток, а уже сегодня — превышает 500 суток! Это — закономерный итог работы по повышению надежности оборудования, улучшению качества ремонта насосов, а также результат тесного сотрудничества с подрядчиками.

For several years now TNK-BP's oil production units have been working to increase meantime between failures (MTBF) of downhole equipment. The aim is to achieve a run life of 600 days by 2011, but already the results are impressive. In 2008, for example, Orenburgneft's ESPs had a service life of just 393 days; this has now been boosted to over 500 days as a result of improved equipment reliability, better pump repair quality and close cooperation with contractors.

(AIDranicyin@tnk-bp.com),

Alexey Dranitsyn (AIDranicyin@tnk-bp.com),

Head of Operations and Technology Section, Buzulukneft, Orenburgneft

(Skorovarov.UV@south.novomet.ru),

Yury Skorovarov (Skorovarov.UV@south.novomet.ru),

Director, Novomet-Yug

For oil and gas companies to be successful in today's world there is constant need for new 'intelligent' solutions. Oil production is no exception: the companies need not only to study the best practices of the top international companies, but also to develop in-house technologies in cooperation with research institutes and contractors.

The latter is true for Orenburgneft's Buzulukneft. The work began five years ago, when Novomet, downhole equipment manufacturer, was tasked with producing a pump capable of operating inside small-diameter supplementary production strings.

Buzulukneft's need for nonstandard equipment is due to the fact that its well stock is quite old and many of the production strings leak. One way of addressing this issue is to run a supplementary 114-millimeter string with an internal diameter of 102 mm, which means that downhole pumps have to be adapted to operate in such conditions.

SlimHole Solution

Size 3 ESP is a Novomet's innovative solution designed for wells with a minimum internal pipe diameter of 100 mm. These can be either exploration wells with 114-millimeter casing or post-workover wells with a larger main string. Together with its cable the unit measures 95 mm, making it the thinnest pump of its kind anywhere in the world.

Traditionally, asynchronous submersible electric motors are used to drive ESPs, however when used for Size 3 ESPs they would have extremely low efficiency and be very long. This is why permanent mag-

Сегодня для успешной работы нефтегазовых компаний постоянно требуются новые «интеллектуальные» решения. Процессы добычи не являются исключением: необходимо не только изучать передовой производственный опыт ведущих мировых компаний, но и в сотрудничестве с научными институтами и компаниями-подрядчиками разрабатывать собственные технологии.

В НГДУ «Бузулукнефть» ОАО «Оренбургнефть» подобная работа началась пять лет назад. Перед производителем погружного оборудования — компанией «Новомет» — была поставлена задача изготовить насосы для спуска в дополнительную эксплуатационную колонну небольшого диаметра.

Потребность в нестандартном оборудовании связана с тем, что фонд скважин в НГДУ «Бузулукнефть» довольно старый, герметичность многих эксплуатационных колонн нарушена. Один из способов ликвидации негерметичности — спуск дополнительной колонны диаметром всего 114 мм (внутренний диаметр — 102 мм), соответственно, погружные насосы должны быть приспособлены для работы в таких условиях.

Инновационная разработка компании «Новомет» — УЭЦН третьего габарита — предназначена для работы в скважинах с минимальным внутренним диаметром колонны 100 мм — это или разведочные скважины, обсаженные трубой 114 мм, или скважины после ремонта с основной колонной большего типоразмера. Габаритный размер самой установки с кабелем равен 95 мм. Аналогов оборудования такого малого диаметра на сегодняшний день в мире нет.

Использование в этом габарите традиционных асинхронных погружных электродвигателей (ПЭД) нецелесообразно из-за крайне низкого КПД и значительной длины оборудования. В связи с этим, в качестве привода используются вентильные двигатели с наружным диаметром 81 мм и КПД 88,6%. При частоте вращения 2 850 — 6 000 об/мин диапазон подач насосов составляет 40–80 м³ в сутки, КПД — 53%, а максимальный допустимый напор — 3 500 м.

Как и вся продукция компании «Новомет», ступени насоса выполнены по порошковой технологии и поэтому обладают высокой геометрической точностью и улучшенными характеристиками работы с газожидкостной смесью. При необходимости (например, в скважинах с высоким газовым фактором) установки могут оснащаться мультифазными насосами.

CIP & SAVE /

Powder technology involves the use of metal powder to manufacture high-strength pump stages. The powder is first poured into a special mould and subjected to mechanical pressure of up to 750 t by a Yoshizuka press. The blanks are stuck together in pairs with a special solution and then baked in a Cremer furnace at a temperature of about 1,000 C and after that they are processed on a milling lathe.

As compared to conventional casting methods powder technology provides for substantial improvements in precision and equipment surface smoothness. It also allows the use of various metal powders for manufacturing corrosion-resistant stages for different operating conditions.

750 Yoshizuka
Cremer 1 000° C,

net motors with an external diameter of 81 mm and an efficiency rating of 88.6 percent are used. At speeds of 2,850 RPM to 6,000 RPM the pump rate can reach 40 cu. m to 80 cu. m per day with 53-percent efficiency and a maximum head of 3,500 m.

Like all Novomet products the pump's stages are manufactured using powder technology, giving them high geometrical precision and improved operating parameters with a gas-liquid mixture. If necessary (for example, in wells with a high gas-oil ratio) they can be fitted with multiphase pumps.

Tested in Operation

In early November 2008, the first Size 3 ESP unit was installed in well #102 at Spiridonovskoye field following a workover during which a supplementary 114-millimeter production string was installed. The results didn't take long in coming: thanks to the new equipment production more than doubled from 29 tpd to 67 tpd.

The unit is now operating with stable parameters and its MTBF has exceeded 350 days (as of November 1, 2009).

Investment Planning Section analyzed the Size 3 ESP performance; the study showed that incremental production over a sliding year will reach 11,000 t. The experts estimate that at today's oil price and dollar exchange rate the new equipment will pay off in less than a month.

In April 2009 a second Size 3 ESP was assembled and installed in well #32 at Dolgovskoye field. It has now been in operation for over 190 days. Although this may not be very long, the daily flow rate has already more than doubled.

Moreover, there are now three candidate wells to be equipped with the new ESP units with an anticipated average incremental production of 37 tpd. This will not be the end of the innovative technology: at Buzulukneft's fields well interventions to run supplementary 114-millimeter production strings are of great promise, which means there will be a continuing demand for the nonstandard Size 3 ESPs. **LB**

В начале ноября 2008 года первая установка третьего габарита была спущена в скважину №102 Спиридоновского месторождения, где завершился капитальный ремонт с использованием дополнительной эксплуатационной колонны 114 мм. Результат не заставил себя долго ждать – использование нового оборудования позволило увеличить добычу более чем в два раза, с 29 т до 67 т в сутки.

Сегодня установка эксплуатируется со стабильными параметрами; по данным на 1 ноября 2009 года, наработка превысила 350 суток.

Анализ, проведенный специалистами отдела инвестиционного планирования, показал, что объем дополнительной добычи за скользящий год достигнет 11 тыс. т. По оценке специалистов, при текущих параметрах стоимости барреля нефти и курса доллара новое оборудование окупится быстрее чем за месяц.

В апреле 2009 года был произведен монтаж и запуск второго комплекта УЗЦН третьего габарита на скважине №32 Долговского месторождения, установка уже отработала более 190 суток. Срок эксплуатации оборудования пока небольшой, но суточный дебит на опытной скважине уже увеличился более чем в два раза.

Кроме того, сейчас есть три потенциальных скважины-кандидата для спуска нового оборудования с ожидаемым средним приростом добычи 37 т в сутки. Но на этом внедрение инновационного оборудования не закончится: на месторождениях НГДУ «Бузулукнефть» геолого-технические мероприятия, предусматривающие спуск дополнительной колонны диаметром 114 мм, являются весьма перспективным направлением – соответственно, будет востребовано и нестандартное оборудование УЗЦН третьего габарита. **LB**

Two Size 3 ESP units are now being operated in Buzulukneft.

« »



Alaska to Yamal: TNK-BP Specialists Adopt BP Experience

В октябре Совет директоров ТНК-ВР одобрил инвестиции в размере свыше \$400 млн для осуществления начальной фазы программы Ямальных проектов – будущего крупного центра добычи Компании. Однако разработка Русского, Сузунского и Тагульского месторождений осложняется не только отсутствием необходимой инфраструктуры, но и сложными климатическими условиями.

Вместе с тем, мировая нефтегазодобывающая отрасль знает успешные примеры работы в Заполярье – так, компания ВР уже более 30 лет ведет эксплуатацию месторождения Прудо Бей на Аляске. В октябре там побывали специалисты ТНК-ВР.

In October 2009 TNK-BP Board of Directors endorsed investment of over \$400 mln for the initial phase of the program to implement Yamal Projects which are to become a Company's major production center in future. However development of Russkoye, Suzun and Tagul fields is complicated not only by lack of infrastructure but also by the severe climate.

At the same time international oil and gas industry has examples of successful operations beyond the Arctic Circle. For instance, BP has been operating its Prudhoe Bay field in Alaska for over 30 years. TNK-BP specialists visited the field in October.

(SIFedorov@ tnk-bp.com),

«
»
Sergey Fedorov (SIFedorov@ tnk-bp.com),
Director, Yamal Projects Program Dept., Upstream

(PAKamarnitskiy@ tnk-bp.com),

«
»
Petr Kamarnitskiy (PAKamarnitskiy@ tnk-bp.com),
Senior Manager, South-East Area Division, Upstream

In October 2009 a group of TNK-BP specialists visited Prudhoe Bay, a BP operated field in Alaska. The Russian experts found the experience of their foreign colleagues very useful: the technologies used in Alaska have proved their efficiency over time as the field has been in operation for over 30 years.

The climate in Yamal where TNK-BP's Russkoye, Suzun and Tagul fields are located is similar to that in Alaska. One of the main constraints hindering implementation of Yamal projects is lack of infrastructure for oil export from the fields. The Company is now considering the possibility to obtain access to Rosneft's Vankor pipeline which runs through the territory of Tagul. Construction of a pipeline from Suzun to Vankor will form an important part of the federal program for Yamal fields development and will allow production from the Company's prospective assets.

Pipeline Integrity: Above and Under the Surface

Trans-Alaska Pipeline System (TAPS) was first commissioned in 1978 to collect oil from Alaska North Slope fields, including Prudhoe Bay. The length of the pipeline exceeds 1,200 km, it crosses three mountain ranges and about 800 rivers, streams, or drainages running through the territory of unique environmentally sensitive areas.

For over 600 km the pipeline runs above ground being mounted on supports. The above ground design proves its worth during operation: in case of an incident the failure location can be easily detected and measures taken. Moreover, placing the pipeline above the surface

В октябре 2009 года группа специалистов ТНК-ВР посетила месторождение Прудо Бей на Аляске, разработку которого ведет компания ВР. Опыт иностранных коллег оказался весьма полезным российским экспертам – технологии, применяемые на Аляске, прошли проверку временем и на деле доказали свою эффективность, ведь месторождение находится в эксплуатации уже более 30 лет.

Климатические условия на Ямале, где расположены Русское, Сузунское и Тагульское месторождения ТНК-ВР, схожи с Аляской. Одним из основных факторов, сдерживающих реализацию программы Ямальных проектов, является отсутствие инфраструктуры для экспорта нефти с месторождений. В настоящее время рассматривается возможность получения доступа к Ванкорскому трубопроводу НК «Роснефть», который проходит по территории Тагульского месторождения. Строительство трубопровода «Сузун – Ванкор» станет важной частью федеральной программы освоения месторождений Ямала и позволит вовлечь в разработку перспективные залежи месторождений Компании.

Трансальяскинская нефтепроводная система была введена в эксплуатацию в 1978 году. Она предназначена для сбора нефти с месторождений Северного склона Аляски, в том числе, месторождения Прудо Бей. Протяженность нефтепровода превышает 1 200 км, он пересекает три горных гряды и около 800 водных преград и проходит по территории уникальных экологически чувствительных регионов.

Более 600 км трубопровода проложены на опорах над землей. Выбор в пользу воздушного способа строительства оправдывает себя при эксплуатации: в случае нештатных ситуаций можно оперативно обнаружить место повреждения и принять необходимые меры. Кроме того, расположение нефтепровода над поверхностью земли препятствует таянию многолетнемерзлых пород и проседанию грунта.

Важно отметить, что трубопровод проходит по территории сейсмически активных районов (сила подземных толчков может достигать девяти баллов по шкале Рихтера), и специалисты ВР учли этот фактор при проектировании – воздушные участки нефтепровода установлены на скользящих опорах, что препятствует повреждению при сильных балльных колебаниях. Внутрипромысловые трубопроводы оборудованы специальными гасителями колебаний для снижения риска нарушения целостности трубопровода при сильном ветре.

Несомненно, опыт американских коллег будет учитываться и при реализации Ямальных проектов. Кроме того, планируется использовать наработки

Trans-Alaska Pipeline System collects oil from Alaska North Slope fields, including Prudhoe Bay. ►

prevents thawing of the permafrost and ground subsidence.

It should be noted that the pipeline runs through some seismically active regions where earthquakes may measure 9 on the Richter Scale. BP specialists accounted for this at the design stage and now the above ground sections of the pipeline are put on sliding supports to prevent their damage in case of a strong earthquake. The intra-field pipelines are fitted with special oscillation dampers to protect the pipeline integrity in case of a strong wind.

The BP experience will undoubtedly be taken into account in Yamal projects. Besides, the project team intends to use the best practice of Rosneft which started operation and monitoring of its Vankor oil pipeline in August 2009. The oil pipeline from Suzun to Vankor will be 78 km to 118 km long (the length will depend on the selected route) and will include three major river crossings. Whether these will be above ground or buried is yet to be defined.

Infrastructure Setup beyond the Arctic Circle

During their visit to Alaska TNK-BP specialists also had an opportunity to learn about field development technologies; some of them will be tested in Yamal in the nearest future.

For instance, Prudhoe Bay wells are fitted with special thermocases to prevent wellbore thawing and subsidence. This helped reduce the distance between wells from 20 m to 5 m (this is the minimum distance a drilling rig can make) thus reducing the well pad size as well as development costs as less materials are needed for pads construction. This is relevant for Yamal projects due to shortage of soil for land development in the region. Reduction of the expenses for soil delivery to site will translate into additional reduction of well pad construction costs.

However the Russian GOST standard owned by Rostekhnadzor defines the minimum allowed distance between wells as 18 m to 20 m. TNK-BP has already held a tender and selected a contractor who will use BP experience to propose the best well placing option and obtain all the necessary permits.

Intra-field pipelines in Prudhoe Bay are fitted with oscillation dampers to ensure integrity in case of a strong wind. ▼



PHOTO: PETR KOMARNITSKIY / ФОТО: ПЕТР КОМАРНИЦКИЙ



PHOTO: PETR KOMARNITSKIY / ФОТО: ПЕТР КОМАРНИЦКИЙ

НК «Роснефть», которая с августа 2009 года эксплуатирует и ведет мониторинг нефтепровода с Ванкорского месторождения. Нефтепровод «Сузун – Ванкор» протяженностью 78-118 км (в зависимости от выбранного маршрута) будет пересекать три крупные речные преграды, но каким будут переходы через них – над поверхностью земли или под руслом реки – еще предстоит решить.

В ходе поездки на Аляску специалисты TNK-BP получили возможность познакомиться и с технологиями обустройства месторождений – некоторые из них уже в ближайшее время будут опробованы на Ямале.

Так, для предотвращения растепления ствола скважины и проседания грунта, скважины месторождения Прудо Бей оборудованы специальными термокейсами. Благодаря этому, расстояние между скважинами удалось сократить с 20 м до 5 м (минимальное расстояние, на которое может отойти буровая установка) – уменьшается не только размер кустовой площадки, но и затраты на развитие территории, ведь для отсыпки потребуются меньше материалов. Это обстоятельство может оказаться очень важным при реализации Ямальских проектов, где нет достаточного количества грунта для отсыпки: снижение расходов на завоз грунта позволит дополнительно сократить затраты на строительство кустовых площадок.

Однако по требованиям ГОСТ Ростехнадзора расстояние между скважинами должно быть не меньше 18-20 м. TNK-BP уже провела тендер и выбрала проектную организацию, которая, используя наработки компании BP, должна будет предложить оптимальный вариант размещения скважин и получить все необходимые разрешения.

Высокий газовый фактор, характерный для месторождения Прудо Бей, заставляет специалистов BP искать способы утилизации добываемого газа. Уже более 20 лет на Аляске эксплуатируются газотурбинные электрогенераторы, и специалисты TNK-BP смогли убедиться в эффективности электростанций собственных нужд, строительство которых на месторождениях Компании только начинается. Кроме того, добываемый на Аляске газ закачивается обратно в пласт. И хотя геология газовых залежей Прудо Бей отличается от Ямальских месторождений TNK-BP, специалисты Компании детально познакомились и с этой технологией. Она может найти применение на Сузунском месторождении в первые годы его эксплуатации – до создания в регионе газовой инфраструктуры. В 2010 году планируется провести соответствующие научно-исследовательские работы и испытание пласта на разрыв.

Планирование разработки Русского месторождения включает решение вопроса транспортировки тяжелой нефти с кустовых площадок до установок подготовки нефти (УПН). Проектные команды TNK-BP рассматривают несколько вариантов уменьшения вязкости продукции, в частности, разбавление нефти водой.

After the visit to Alaska TNK-BP specialists are sure that BP experience will prove useful for Yamal fields development. ▶

One of the characteristic features of Prudhoe Bay is its high gas-oil ratio which makes BP specialists look for gas utilization options. Gas turbine power plants have been operated in Alaska for over 20 years and TNK-BP specialists could see the efficiency of captive power plants as the Company is only beginning to build similar facilities on its sites. Besides, some of the gas produced in Alaska is re-injected into the reservoir. Although the geological structure of Prudhoe Bay gas reservoirs differs from that of Yamal fields the Company specialists explored this technology in detail too. It can prove useful in Suzun in the first years of its operation before the regional gas infrastructure is developed. It is planned to study this opportunity in 2010 through scientific research and formation integrity testing.

Heavy Oil Challenges

Planning of Russkoye development includes solving the issue of the heavy oil transportation from well pads to oil treatment facilities (OTF). TNK-BP project teams are looking at several options for crude viscosity reduction including oil dilution with water.

Some time ago BP specialists also had to resolve this problem. Today they heat oil at some of their well pads but this solution is not applicable anywhere; its applicability depends on the temperature conditions, the distance from the well pad to the OTF, etc. It is intended to use BP experience and install oil heaters on some sites of Russkoye field as well. However TNK-BP will probably have to stop using this equipment as soon as the watercut reaches a certain level. Thus, Yamal fields infrastructure development project calls for a flexible model with a potential to change the facility structure to adapt to various operational conditions.

The sand production issue also requires a comprehensive approach. BP specialists have certain experience in using pumps in different operational modes as well as shut-off devices; yet the best production method is to be selected on individual basis with account of the specific operational conditions. In 2010 it is planned to test various types of pump equipment in Yamal. Most probably the fields will be developed with a combination of pumps, just like in Alaska.

Another approach used in Prudhoe Bay which can be adopted by Yamal projects is partial oil processing in the field. It is planned to perform the market research in 2010 and to start engineering of an oil processing plant with the capacity of 25,000 t per year in Russkoye field. The plant is expected to produce Euro-3 diesel for own needs (90 percent) and tar for soil foundations construction (10 percent).

TNK-BP specialists noted yet another important element of the Alaskan field infrastructure, i.e. a well developed system of access roads. In Yamal the Company will also have to make sure all the facilities are accessible. Road construction and maintenance costs pay back in terms of safety and mobility: one can access any facility in any season to ensure timely repair. The use of continuous monitoring systems in the field makes it possible to reduce the number of operating personnel on site. For instance, in Prudhoe Bay one operations specialist can control over 40 wells at the same time thanks to the automation systems used in the field. Similar systems are to be designed into TNK-BP fields' infrastructure: among other things such systems allow efficient use of human resources which are limited in the remote locations.

Prudhoe Bay has been in operation for over 30 years which is quite enough to prove the efficiency of the applied technologies. TNK-BP specialists are sure that Yamal fields will be as successful and that the experience of BP colleagues will prove useful for their development. **LB**



Специалистам компании BP в свое время также пришлось решать эту задачу. Сегодня на некоторых кустах используется подогрев нефти, однако это решение не является универсальным – все зависит от температурного режима, расстояния от куста до УПН и ряда других факторов. Используя опыт компании BP, на некоторых объектах Русского месторождения специалисты также планируют установить печи подогрева нефти, но когда обводненность продукции достигнет определенного уровня, возможно, от них придется отказаться. Таким образом, при проектировании схемы разработки и обустройства Ямальских месторождений необходимо создать гибкую модель, позволяющую изменить структуру объекта в соответствии с различными условиями эксплуатации.

Комплексный подход придется использовать и для решения проблемы выноса песка. У специалистов BP есть определенные наработки по использованию различных режимов эксплуатации насосного оборудования и применению отсекаателей, но оптимальный метод добычи необходимо подбирать индивидуально для конкретных условий эксплуатации. В 2010 году планируется провести испытания различного насосного оборудования на Ямале, скорее всего, при разработке месторождений будет применяться комплекс насосов – как и на Аляске.

Частичная переработка нефти на промысле – еще один подход, используемый на месторождении Прудо Бей, который может появиться на Ямале. На 2010 год запланировано провести исследования рынка и начать проектирование установки переработки нефти мощностью 25 тыс. т в год на Русском месторождении. Ожидается, что эта установка будет производить дизельное топливо класса Евро-3 для собственных нужд (90%) и гудрон для отсыпки грунтовых оснований (10%).

Специалисты TNK-BP отметили еще один важный момент в обустройстве Аляскинского месторождения: развитая система подъездных дорог. Доступность всех объектов обустройства необходимо обеспечить и на Ямале. Затраты на строительство и обслуживание оправдывают себя, в первую очередь, с точки зрения безопасности и мобильности – в любое время года можно добраться до объекта и вовремя устранить неполадки. Использование систем постоянного мониторинга на промысле позволяет уменьшить количество обслуживающего персонала на объекте. Так, благодаря системам автоматики, действующим на месторождении Прудо Бей, один специалист может одновременно обслуживать более 40 скважин. Подобные системы нужно проектировать и на месторождениях TNK-BP, ведь, помимо прочего, они позволяют эффективно использовать человеческие ресурсы, ограниченные на удаленных территориях.

Месторождение Прудо Бей находится в эксплуатации уже более 30 лет, и за это время применяемые технологии успели доказать свою эффективность. Специалисты TNK-BP уверены, что месторождения Ямала ждет такое же успешное будущее, а опыт американских коллег окажется полезным при их разработке. **LB**

January 18-19, Dubai www.gisinoilandgas.com	GIS in Oil and Gas 2010	18-19, , www.gisinoilandgas.com	« 2010»
January 24-26, Manama, Bahrain www.spe.org	SPE Deep Gas Conference and Exhibition	24-26, , www.spe.org	« SPE »
January 26-27, Houston www.iadc.org	IADC Health, Safety, Environment and Training Conference and Exhibition	26-27, , www.iadc.org	, , IADC
January 27-29, Vienna www.lngunlimited.com	European Gas Conference	27-29, , www.lngunlimited.com	
February 2-3, Prague www.platts.com	4th Annual Central and Eastern European Power Conference	2-3, , www.platts.com	4
February 2-4, Moscow www.theenergyexchange.co.uk	5th Annual Russia Offshore 2010	2-4, , www.theenergyexchange.co.uk	5 « 2010»
February 2-4, New Orleans www.spe.org	IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition	2-4, , www.spe.org	IADC/SPE
February 2-5, Moscow www.tbforum.ru	International Forum Security and Safety Technologies	2-5, , www.tbforum.ru	« »
February 9-11, Vienna www.wraconferences.com	7th Annual Global Petrochemicals Conference 2010	9-11, , www.wraconferences.com	7- 2010
February 9-12, Samara www.energysamara.ru	16th International Trade Show Power Engineering 2010	9-12, , www.energysamara.ru	16 « »
February 10-12, Lafayette, Louisiana www.spe.org	SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control	10-12, , www.spe.org	SPE
February 10-12, Naberezhnye Chelny www.expokama.ru	7th International Exhibition Oil, Gas, Chemistry, Ecology	10-12, , www.expokama.ru	7- « »
February 15-18, London www.ipweek.co.uk	IP Week 2010	15-18, , www.ipweek.co.uk	IP Week 2010
February 17-19, Orenburg www.uralexpo.ru	7th Specialized Exhibition Oil and Gas 2010	17-19, , www.uralexpo.ru	7- « 2010»
February 21-23, Miami www.powerconstructionsunmit.com	Power Construction and Engineering Summit 2010	21-23, , www.powerconstructionsunmit.com	2010
February 22-23, Madrid www.europetro.com	12th International Petrochemicals Strategy and Technology Conference IPTC 2010	22-23, , www.europetro.com	12- IPTC 2010
February 23-24, Baku www.oilgas-events.com	1st Baku Regional Petroleum Technology Conference OilTech Baku 2010	23-24, , www.oilgas-events.com	1- OilTech Baku 2010
February 24-25, Kuala Lumpur www.iadc.org	SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition	24-25, , www.iadc.org	SPE/IADC
February 24-25, Madrid www.europetro.com	11th International Downstream Strategy and Technology Conference IDTC 2010	24-25, , www.europetro.com	11- IDTC 2010
February 24-26, Krasnoyarsk www.krasfair.ru	Siberian Industrial Forum	24-26, , www.krasfair.ru	
February 24-26, Krasnoyarsk www.pta-expo.ru	2nd International Specialized Exhibition PTA-Siberia 2010	24-26, , www.pta-expo.ru	2 « - 2010»
February 24-26, Ufa www.bvkexpo.ru	Innovation Industrial Forum	24-26, , www.bvkexpo.ru	-



Magnum

5W-40

Synthetic

ENGINE OIL



20L

API SL/CF

