



Интервью для журнала ROGTEC: **Саймон Дюркин**, генеральный директор компании «Салым Петролеум Девелопмент»

**ROGTEC Talks to *Simon Durkin*,
CEO of **Salym Petroleum Development****

Как развивалась деятельность СПД за последний год и каков ваш прогноз на ближайшие 12 месяцев?

В 2013 г. исполняется 10 лет с момента начала реализации Салымского проекта. За эти 10 лет, начав с нуля, мы построили на Салымской группе нефтяных месторождений мощный современный нефтепромысел. В 2004 г. наш годовой объем добычи нефти составлял всего 38 400 тонн, а в 2011 г. мы добывали более 8 млн тонн, в сентябре 2011 г. установив рекорд суточной добычи в 25 597 тонн.

СПД и ее подрядчики строили промысловые объекты

How has business been for SPD over the last year and what is your forecast for the next 12 months?

In 2013 it will be 10 years since the start of the Salym project. Over those 10 years we started from nothing and have built a major modern oil production facility at the Salym fields. In 2004 our annual oil production was only 38 400 tons, while in 2011 we delivered more than 8 mln tons with a daily production record of 25,597 tons set in September 2011. SPD and its contractors constructed the field facilities and brought them on stream at a pace unheard of in Western Siberia and the success of the Salym project has been recognized both in Russia and globally.

и вводили их в эксплуатацию небывалыми для Западной Сибири темпами, а успех Салымского проекта был признан как в России, так и во всем мире. В сентябре этого года СПД в восьмой раз подряд завоевала награду регионального конкурса «Черное золото Югры» в номинации «Самое динамично развивающееся предприятие». Чуть раньше в этом же году нам был присужден приз группы компаний «Шелл» за безопасную добычу, а также звание «Лучший работодатель» в категории «Регион» конкурса HR Brand. Эти достижения свидетельствуют об уникальности нашей культуры и уникальном подборе команды профессионалов высокого уровня.

Начало этого года было непростым для нашей команды, мы столкнулись с рядом проблем, в том числе несколькими перебоями в энергоснабжении; кроме того, продуктивность ряда скважин, пробуренных в начале года, оказалась ниже запланированной. Однако на сегодня отдел бурения значительно опережает поставленные нами цели по объему буровых работ, и мы сможем не только восполнить допущенный ранее недобор, но и нарастить сверх плана объемы добычи за счет бурения большего количества скважин и улучшения контроля за разработкой коллекторов. В этом году мы уже пробурили 85 скважин с помощью 3 буровых установок, а количество скважин в нашем фонде в ближайшее время превысит 800. Мы продолжаем уделять особое внимание повышению эффективности во всех областях; например, мы продолжаем улучшать показатели сроков бурения скважин, так что средняя продолжительность бурения обычной скважины у нас сейчас составляет 8,5 суток, что является великолепным достижением. Еще один пример – наши показатели по отбору керна: в этом направлении мы недавно установили новый рекорд СПД – 72,62 м за один рейс, благодаря тесному партнерству с одним из наших подрядчиков – компанией «Сибурмаш». Это означает, что теперь мы производим отбор керна максимальной требуемой длины 70 метров за один рейс по сравнению с 4-6 рейсами, которые нам приходилось выполнять в начале нашей работы в 2004 г. Это лишь несколько из многих примеров нашего непрерывного совершенствования в сотрудничестве с



This September SPD got a prize in the Black Gold of Yugra regional contest as “The Most Dynamic Enterprise” in Western Siberia for the eighth time in a row. Earlier this year we became the winner of global Shell Safe Production Award as well as The Best Employer in the category “Region” of HR Brand Award. These achievements are evidence of our unique culture and unique team of high-caliber professionals.

The start of this year was not easy for our team, we had a number of challenges, including some power failures and also some of the wells drilled early in the year delivered below target. However, the drilling team is now well ahead

of our drilling targets and we will more than compensate for the early shortfall with more wells than planned and enhanced reservoir management. This year we have already drilled 85 wells from 3 rigs and our well stock will soon exceed 800 wells. We continue to focus on performance improvement in all areas, for example we have further improved our well delivery time, so that our average drilling time for a normal well is now at 8.5 days, which is a great achievement. Another example is our performance in coring, where we recently set a new coring record for SPD of 72.62 m in one core run, through close partnership with one of our contractors, Sibburmash. This means that we now do the maximum required core run of 70 metres in one go, compared with 4 to 6 core runs as we did when we started in 2004. This is only a small example from many

where we continue to get better in collaboration with our contractors. Further we make these improvements safely, for example with no accidents in coring since the start of our operations. We are also continuously intensifying our well reservoir management processes, both through effective modeling and planning and also remote controlled and measured operations across all the facilities and wells.

Driving this continuous improvement is our people, who deliver the cutting-the-edge technologies, top-class performance and ultimately the value to our shareholders. It is our people who enable the company to once again be above our plan on production to date for this year. I'm proud of my team that is efficiently, passionately and safely delivering our business tasks. For example, our operations team is doing a tremendous work on improving the overall

нашими подрядчиками. Кроме того, мы осуществляем эти усовершенствования с соблюдением принципов безопасности – например, с самого начала нашей деятельности при отборе керна не произошло ни одной аварии. При этом мы постоянно наращиваем интенсивность наших процессов контроля за разработкой скважин и коллекторов, как за счет эффективного моделирования и планирования, так и операций по удаленному управлению и измерению в масштабах всех объектов и скважин.

Движущей силой этого непрерывного совершенствования являются наши люди, которые внедряют передовые технологии, достигают высшего уровня эффективности и создают ценность для наших акционеров. Именно наши люди создали для компании возможность вновь превысить план по добыче с начала года по сегодняшний день. Я горжусь своей командой, которая эффективно, страстно и безопасно решает стоящие перед компанией задачи. Например, наш отдел эксплуатации выполняет огромный объем работ по повышению коэффициента эксплуатационной готовности системы добычи, который в настоящее время постоянно составляет порядка 97% – это эффективность подлинно мирового класса.

В мае состоялся официальный запуск установки комплексной подготовки попутного нефтяного газа (см. статью в журнале ROGTEC №29 – прим. ред.), благодаря которому мы теперь можем осуществлять стабильную утилизацию попутного нефтяного газа (ПНГ), который до этого сжигался на факеле. Газ транспортируется на комплекс подготовки ПНГ, построенный и эксплуатируемый нашим партнером – компанией «Монолит». После подготовки ПНГ и выделения сжиженного нефтяного газа сухой обензиненный газ поступает обратно в СПД, где он утилизируется на нашей ГТЭС мощностью 60 МВт для выработки электроэнергии на собственные нужды компании. Другие компоненты, получаемые из ПНГ – газоконденсатный бензин, пропан и бутан – реализуются компанией «Блю Лайн» («Монолит»). Я очень горжусь тем, что мы с успехом реализовали данный проект, несмотря на ряд проблем. Наше сотрудничество с компанией «Монолит», нефтяной компанией «Русснефть» и Правительством Ханты-Мансийского автономного округа – убедительный пример взаимовыгодного партнерства между частными компаниями и государством, который также получил признание за рубежом.

Однако мы не собираемся успокоиться на достигнутом на сегодняшний день. Пройдя 10 лет активного развития и достигнув пикового объема добычи, в настоящее время мы стоим перед началом нового этапа разработки Салымской группы месторождений, который состоит из трех направлений. Первое –

production system availability, which consistently runs at around 97% – a truly world class performance.

With the official launch of LPG plant in May ([see article in ROGTEC #29](#)) we are now able to sustainably use the Associated Petroleum Gas (APG) that was previously flared. APG is transported to LPG plant built and operated by our partner Monolit, where it is processed. After processing the APG to extract the LPGs, the lean gas is then fed back to SPD where it is utilized in our 60 MW turbine driven power plant to generate electricity for our internal needs. Other components produced from APG – natural gasoline,



propane and butane – are the marketed by Blue Line (Monolit). I'm very proud that we succeeded in realizing this project despite a number of challenges. Our cooperation with Monolit, Russneft oil company and Government of Khanty-Mansi Autonomous Okrug is a sound example of mutually beneficial partnership between private companies and the state that is also recognized abroad.

However, we are not going to now rest on our success to date. After 10 years of robust development and peak production we are facing a new phase of Salym fields' development that consists of three areas. Firstly, it is "Run and Maintain", further efficient and safe development

это «Эксплуатация и обслуживание», дальнейшее эффективное и безопасное развитие Салымского нефтепромысла. Без безопасной и эффективной повседневной добычи нефти невозможна никакая иная деятельность. В рамках данного направления мы, кроме того, стремимся добиться дальнейших улучшений по программе контроля за разработкой скважин и коллекторов за счет модернизации замерного оборудования, чтобы обеспечить себе наличие точного измерения объемов добычи на всех наших скважинах и кустах, а за счет дальнейшего внедрения систем автоматизации – эффективного



хранения и использования данных. По мере вызревания месторождений и увеличения количества скважин точность сбора и использования данных приобретает критическую важность для оптимальной эксплуатации месторождений и максимального увеличения суммарной нефтеотдачи, а также для выполнения целевых показателей по итогам года.

Вторая часть нашей стратегии – «Наращивание новых объемов нефти». Она связана с поиском дополнительных запасов нефти в пределах лицензионных участков СПД и внесением их в план добычи. Чтобы добиться этого, с конца 2009 г.

of Salyam oilfields. It is impossible to do anything else without safe and efficient daily delivery of oil. As part of this we are also looking to make further improvements in Well and Reservoir Management programme through metering upgrades to ensure we have accurate production measurement on all our wells and pads and, through further implementation of automation and effective storage and use of data. As the field mature and as the well numbers increase, the accurate collection and use of data is critical to running the fields optimally and maximizing ultimate recover, as well as meeting annual targets.

The second part of our strategy is “Grow New Oil”. This is about finding extra oil resources within the SPD licenses and adding them into delivery plan. To achieve this we have been implementing a large-scale 3D seismic campaign since end 2009. Over the period 2010-2012 we acquired 3D seismic data over 800 km² of Vadelyp and Upper Salyam and 530 km² of West Salyam. As usual, in doing this work we focus on safety and efficiency both of which have massively improved over the time working with our chosen contractor Integra Geophysica. For example we set a Siberia record by drilling 35,178 shot holes with a single seismic crew in one season. Again, this winter, we will be shooting more 3D seismic this time in South Upper Salyam (500 km²). We have already processed / interpreted all the data acquired over Vadelyp and Upper Salyam and we are now interpreting the processed data from West Salyam. There are already some very good findings that enable us to both more economically develop known areas through better subsurface definition and open up new exploration prospects. For example we already drilled a successful exploration well in West Salyam this year.

The third area we focusing on is what we call the “Game Changers”. This is where we aim to use new technology to unlock large new volumes of oil, effectively “changing the game” and adding a whole new life to our licenses. These cutting-the-edge technologies could also change the game across Siberian oil fields as a whole, if our work is successful. Under this programme, we are currently moving to a full scale Chemical EOR pilot using ASP (alkali-surfactant-polymer) flooding and separately will be drilling multi stage fracked horizontal wells into the oil rich but very tight Bazhenov formation.

SPD have written a number of articles for ROGTEC in the past looking at the development of “smart fields” – how is this “smart” implementation going and what results/advantages have been achieved?

Our vision of Smart Field project is that all our teams have information, workflows, tools and capabilities to continuously optimise the development of Salyam oil fields – in the short term for production, and in the long term for lifecycle values. Currently we have realized 4 phases of this project starting from installing first equipment on wells at



мы реализуем широкомасштабную кампанию по трехмерной сейсморазведке. За 2010-2012 гг. мы получили данные 3Д сейсмики в объеме 800 км² Вадельпского и Верхне-Салымского месторождений и 530 км² Западно-Салымского месторождения. Как всегда, при выполнении данной работы мы уделяем особое внимание безопасности и эффективности – оба эти показателя существенно улучшились за период работы с выбранным нами подрядчиком, компанией «Интегра-Геофизика». Например, мы поставили рекорд в масштабах Сибири, пробурив 35178 сейсмических скважин силами одной сейсморазведочной партии за один сезон. Этой зимой мы вновь осуществим прострел и получим новые данные 3Д сейсмики – на этот раз в южной части Верхне-Салымского месторождения (500 км²). Мы уже обработали и интерпретировали все данные, полученные на Вадельпском и Верхне-Салымском месторождениях, а сейчас интерпретируем обработанные данные по Западно-Салымскому месторождению. Уже получен ряд весьма позитивных заключений, которые позволят нам с большей экономической эффективностью разрабатывать известные участки за счет улучшенного определения геологических характеристик и открывать новые участки перспективной разработки. Например, уже в этом году мы с успехом пробурили разведочную скважину на Западно-Салымском месторождении.

Третье направление, которому мы уделяем особое внимание, – это то, что мы называем «Новыми

West Salym up to covering the whole well stock of Salym oil fields. Nowadays 100% of total SPD production & injection streams are connected to Smart Field systems.

With Smart Fields implemented on site now we have a real time feedback loop where we monitor well performance, model this using our integrated field management tools, define adjustments that are necessary and then make these adjustments via the automated control systems on a well by well basis. This Smart Field approach also helps us to position ourselves better for the challenge of a continuously growing number of wells, which we need to manage while retaining our operating costs.

If you would like me to be more specific, what Smart Fields mean for SPD, I could point out five key areas. First of all, Smart Fields are optimising our production system with real time wells monitoring, and enable control for performance & production optimisation, reducing deferment associated with unscheduled deferments. It is faster response time to well ramp up, that ultimately result in increased production availability. For example, previously it took up to 2 days to restart and stabilize well; today Smart Fields enable to do this in less than 1 hour. During 2007-2011 our production system availability was increasing annually by 0.6%. We significantly increase ESP Mean Time Between Failure (MTBF). In January 2011 it was below 600 days; nowadays it is almost 750 days.

Secondly, it is about safeguard equipment and wells. We can better detect abnormalities and failures as well as

технологиями, изменяющими правила игры». Именно здесь мы предусматриваем использование новых технологий для того, чтобы получить доступ к значительным новым объемам нефти, тем самым фактически «изменяя правила игры» и придавая совершенно новый смысл эксплуатации наших лицензионных участков. Эти передовые технологии смогут также изменить правила игры для нефтепромыслов всей Западной Сибири, если наши работы увенчаются успехом. В соответствии с данной программой в настоящее время мы переходим к полномасштабному опытно-промышленному применению методов повышения нефтеотдачи (ПНО) с применением химреагентов, проводя заводнение АСП (анионное ПАВ, сода и полимер), и независимо от этого будем осуществлять бурение горизонтальных скважин с проведением многоступенчатого ГРП на богатую нефтью, но крайне малопроницаемую Баженовской свиту.

В прошлом СПД уже написала для журнала ROGTEC ряд статей, в которых рассматривалось применение «умных месторождений» – как продвигается реализация «умных» технологий и какие результаты / преимущества уже достигнуты?

Наше видение проекта «Умные месторождения» заключается в том, что все наши службы получали информацию, потоки операций, инструменты и потенциал для того, чтобы непрерывно оптимизировать разработку Салымской группы месторождений – для получения объемов добычи в краткосрочной перспективе и создании ценности на протяжении жизненного цикла в долгосрочной перспективе. В настоящее время мы реализовали 4 этапа данного проекта, начиная с установки первых компонентов оборудования на скважинах Западно-Салымского месторождения до охвата всего фонда скважин Салымской группы месторождений. В настоящее время 100% общего объема добычи и закачки СПД присоединено к системам «умных месторождений».

Сейчас, когда технология «умных месторождений» реализована на местах эксплуатации, мы получили схему получения обратной связи в режиме реального времени, по которой мы можем отслеживать производительность каждой скважины, моделировать ее с использованием наших инструментов для комплексного контроля за разработкой месторождения, определять необходимые корректизы, а затем внедрять эти корректизы посредством автоматизированных систем управления по каждой скважине в отдельности. Кроме того, данный подход к «умным месторождениям» помогает нам занять лучшие позиции для решения проблем, связанных с постоянно возрастающим количеством скважин, которыми нам необходимо управлять при сохранении уровня наших эксплуатационных расходов.

deviations from operating envelopes at early stages and prevent them. There is a traffic light display within Smart Fields system – operators have system status “at a glance” injection that enables focus on problem wells and remedial actions to improve its performance. Moreover, system enables production/injection optimization within constraints, such as injection flow distribution, choke-size, and pressure drops.

Thirdly, Smart Fields enabled us to reduce operating costs. Thanks to continuous increase of ESP MTBF we managed to increase number of pads to be operated by operator. SPD reduced OPEX costs by over \$5 mln while operator to well ratio increased from 1:20 to 1:60 since initial deployment.

Fourthly, thanks to Smart Fields we improved well and reservoir management via continuous improvement in well operating pressure stabilization leading to increased production and better management of reservoir integrity. Together with this, we managed to streamline hydrocarbons allocation and reporting.

Last but not least, it is reduction of HSE exposure. Automation enabled us to exclude travel to pad location for production optimisation work – all activities execute remotely. There are less ESP trips now due to constant monitoring and control via Smart Fields with trips to wells decreased from 40 up to 7-8 per month. This is a very significant achievement considering the fact that road incidents are the most frequent accidents in oil & gas industry.

Outside of “Smart Fields” what new innovative technologies have been implemented at SPD? And what technology do you think has had the greatest impact on your operations?

We are implementing a number of innovative technologies in different areas starting from exploration, well construction and oil production up to HSSE, HR and information management. For example, new technologies and methods have been tested in SPD logging operations. In 2009 SPD and Weatherford, contractor company, successfully conducted a logging operation while drilling underbalanced using a coil tubing tool in an open hole of a small-diameter well in Upper Salym. For the first time in the experience of two companies, we ran 2.25" logging tools in a 2.75" open hole. Among other high-end methods SPD applies in the Salym fields are electrical and acoustic microscanners to study the texture of rock and fractures, and dipolar shear sonic logs to study the unconformities in the lateral stress of the studied deposits. Surface and downhole microseismic surveys help evaluate the shape of fractures after a hydrofrac, and vertical seismic profiling helps combine seismic and logging data. SPD and contractor engineers are also using wireline formation testers and sidewall core samplers to recover samples of fluids and rock.

Если вам нужно, чтобы я более конкретно описал значение «умных месторождений» для СПД, я могу выделить пять основных направлений. Прежде всего, «умные месторождения» оптимизируют нашу систему добычи за счет контроля состояния скважин в режиме реального времени и позволяют управлять разработкой в целях оптимизации эффективности и продуктивности, снижая недобор, связанный с незапланированным отставанием. Время отклика при выходе скважины на режим сократилось, что в конечном итоге повышает степень эксплуатационной готовности. Например, ранее для повторного запуска и стабилизации работы скважины требовалось до 2 суток; сегодня «умные месторождения» позволяют сделать это менее чем за 1 час. В 2007-2011 гг. коэффициент эксплуатационной готовности нашей системы ежегодно возрастал на 0,6%. Мы существенно увеличили время наработки на отказ (ВННО) ЭЦН. В январе 2011 г. оно составляло менее 600 суток; егодня этот показатель равен почти 750 суткам.

Во-вторых, речь идет о защите нашего оборудования и скважин. Мы можем лучше выявлять аномалии и выходы из строя, а также отклонения от рабочих диапазонов на ранних этапах, и предотвращать их. В рамках системы «умных месторождений» существует визуализация по принципу светофора – операторы получают наглядную информацию о состоянии системы, что позволяет сосредоточиться на проблемных скважинах и мерах по устранению проблем для повышения их эффективности. Кроме того, система позволяет оптимизировать добычу / закачку в рамках существующих ограничений – например, распределение потока закачки, размер штуцера и перепад давления.

В-третьих, «умные месторождения» позволяют нам снизить эксплуатационные расходы. Благодаря постоянному увеличению ВННО ЭЦН нам удалось увеличить количество кустов, обслуживаемых одним оператором. СПД сократила операционные затраты более чем на 5 млн долл. США с увеличением коэффициента количества скважин на одного оператора с 1:20 до 1:60 по сравнению с первоначальным этапом реализации проекта.

В-четвертых, благодаря «умным месторождениям» мы улучшили качество контроля за разработкой скважин и месторождений за счет непрерывного совершенствования процесса стабилизации рабочего давления на скважине, в результате чего достигнуто увеличение объема добычи и улучшение качества контроля за целостностью коллектора. Наряду с этим нам удалось выстроить работу производственных систем учета углеводородов.

И, наконец, не менее важным аспектом является

SPD supports a high level of integration of its operations and information flows. One example is its Well and Reservoir Management project, which involves several business units and departments in an integrated way, allowing the company to quickly and safely perform its drilling programme, optimizing the position of the wells, their robustness and high availability, and assuring maximum recoveries and a low level of operating costs in the long term. Mentioned earlier Smart Fields are inevitable part of this project.

To maintain the costs of operations at a low level, SPD implements a number of programmes in the area of data quality and business process management. One such project, the MAYAK data quality management project, is aimed at creating a new system to collect, process, store and use information. SPD has already developed standards and principles that will determine the organization of the single data base of the company. All employees who have access to the data base get instantaneous access to updated and reliable information, which is only one click away. As a result SPD employees spend less time looking for data and checking it, which considerably simplifies the process of actively and accurately managing our fields.

SPD seeks to continuously improve its business management processes. For this purpose, the company uses the LEAN methodology as a tool to optimize its processes. The approach is well known in other industries and is based on breaking down every process into its constituent elements, some of which contribute to the end result, and some do not. A traditional approach to the optimization of business processes is to improve the efficiency of the overall effort to achieve the result. While in the LEAN methodology the main focus is on those activities that do not play a role in achieving the end result. These activities are considered to be waste and can often be eliminated speeding up the processes and reducing the effort and cost involved in running them. The LEAN programme has the potential to considerably improve processes across all departments of the company. Projects implemented include those aimed at improving the performance of ESPs, well testing operations, water sampling activities, waste disposal, logistics, etc.

As referenced earlier under the “Game Changers” a key technology development is the application of Chemical EOR or ASP flooding. This EOR technology is designed to enhance recovery by reducing the amount of residual oil that remains trapped in the porous spaces of the rock after a conventional water flood. SPD has been studying this technology since 2008, conducting a number of laboratory and field tests together with its shareholders Shell and Gazprom Neft. In 2009, SPD conducted a single well chemical tracer test in West Salym and obtained very positive results that demonstrated that 90% of the residual oil saturation after waterflood was mobilized by the ASP

сокращение рисков в области охраны труда и промышленной безопасности. Автоматизация позволила нам исключить поездки непосредственно на кусты для работ по оптимизации добычи – все мероприятия осуществляются в режиме удаленного доступа. Уменьшилось количество спускоподъемных операций с ЭЦН за счет постоянного контроля и управления посредством «умных месторождений», а количество выездов на скважины сократилось с 40 до 7-8 в месяц. Это весьма значительное достижение, учитывая тот факт, что несчастные случаи на транспорте являются наиболее распространенными происшествиями в нефтегазовой отрасли.



Помимо «умных месторождений», какие еще новаторские технологии внедряются в СПД? И какие технологии, по вашему мнению, оказывают наибольшее влияние на вашу деятельность?

Мы внедряем ряд новаторских технологий в различных областях – начиная с ГРР, обустройства скважин и добычи нефти, до охраны труда, здоровья и окружающей среды, работы с персоналом и управления информацией. Например, СПД опробовала новые технологии и методы проведения каротажных операций. В 2009 г. СПД и ее подрядчик, компания Weatherford, провели успешную каротажную операцию во время бурения на депрессии с

flood. And today we are going ahead to the next phase of this exciting project – we are launching a full scale field pilot. Of course, this still has a long way to go, but if the proposed EOR pilot project is successful, then many fields in Siberia and particular in Yugra could get a new life. Unfortunately, there are several boundaries that slow the process. Particularly, we need to find a tax solution because you can't produce that extra oil based on the current tax regime. Under the current tax regime production with EOR methods is just not profitable for the operator; SPD or any other company. That doesn't mean it is not profitable at all, we think that we may be able to produce the "enhanced" oil at a cost of some 30-40 dollars a barrel. This compares with a current world oil price of over 100 dollars a barrel; so there is clearly profit to be made both for the government and for the company, but today the tax regime doesn't allow us to go ahead. So we plan to proceed and do the research, study work and field trials while at the same time engaging with the government on how we can better split the profit to achieve a win/win. Without making profitable EOR methods, companies won't produce residual oil, and it simply will remain in the ground.

In a previous ROGTEC interview, Harry Brekelmans, former SPD CEO, was keen to highlight “a very strong performance in the area of Health, Safety, Security and Environment, HSSE” – how have your HSSE programs performed and developed in the last 3 years? What further plans do you have to ensure worker & environmental safety?

Safety is our priority. It is embedded in our principles of doing business. Our goal is to work without harm to people and the environment. Our philosophy on safety is expressed in the slogan Goal Zero, i.e. zero accidents, zero injuries and fatalities; everybody goes home in one piece every day.

It's very difficult to say that you can guarantee safety. Safety is a continuous journey, and you have setbacks and we're not a company that completely avoids them, but we are committed completely to the safety of our employees and our contractors. I'm sure we are doing a tremendous job on safety, particularly in two most important aspects of it: personal safety and process safety.

Personal safety is about keeping people safe. The safety journey starts with everybody understanding that you are really committed. Everybody understanding that human life is much more important than a barrel of oil and if there's a choice between doing something safely or doing something quickly you choose to do it safely, or if there's a choice between doing something safely or doing something cheaply you again choose to do it safely.

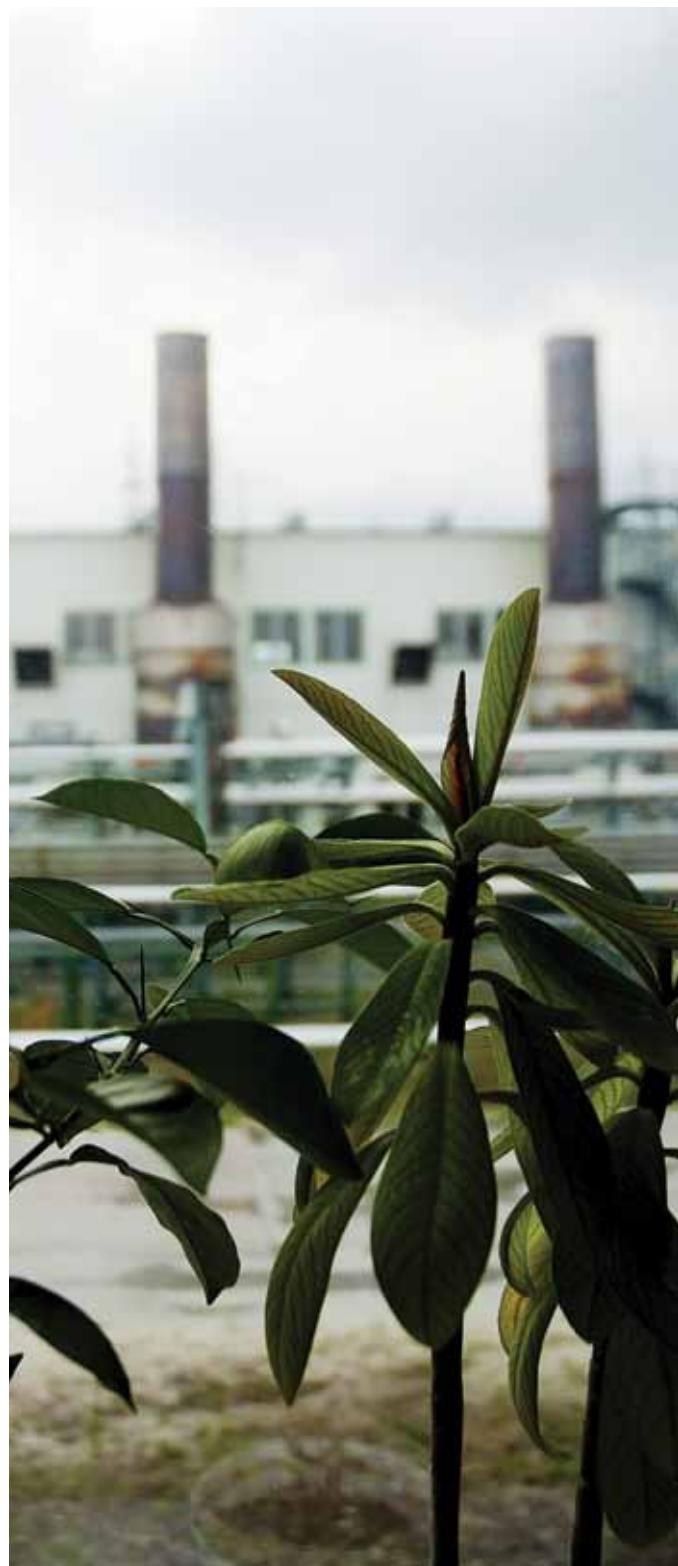
In 2011 we performed an analysis of most serious accidents in SPD since the start of the Salym project in 2003. This analysis revealed that we had to focus on

использованием инструмента на ГНКТ в необсаженной скважине малого диаметра Верхне-Салымского месторождения. Впервые в опыте двух компаний мы осуществили спуск каротажного инструмента 2,25" в необсаженную скважину 2,75". Среди других прогрессивных методов, применяемых СПД на Салымской группе месторождений, – электрические и акустические микросканнеры для исследования текстурных особенностей горных пород и диагностики их трещиноватости, дипольные широкополосные акустические каротажные зонды для оценки латеральной напряженности изучаемых отложений. Поверхностное и скважинное микросейсмическое прослушивание помогает осуществить оценку геометрии трещин гидравлического разрыва пласта, а вертикальное сейсмическое профилирование — увязку сейсмических и каротажных данных. Для отбора пластовых флюидов и образцов горных пород специалисты СПД и ее подрядных организаций применяют кабельные пластоиспытатели и боковые керноотборники.

СПД поддерживает высокий уровень интеграции между своими операционными и информационными потоками. Один из примеров – наш проект по контролю за состоянием разработки скважин и коллекторов, в котором комплексно задействованы несколько подразделений и департаментов компании, что позволяет ей быстро и безопасно выполнять свою программу буровых работ, оптимизировать положение скважин, их надежность и высокую эксплуатационную готовность, и обеспечивать максимальную нефтеотдачу и низкий уровень эксплуатационных расходов в долгосрочной перспективе. Упомянутые выше «умные месторождения» – неотъемлемая часть данного проекта.

Для поддержания низкого уровня эксплуатационных расходов СПД реализует ряд программ в области управления качеством данных и бизнес-процессами. Один из таких проектов – проект по управлению качеством данных «МАЯК» – нацелен на создание новой системы сбора, обработки, хранения и использования информации. СПД уже разработала стандарты и принципы, которые будут определять организацию единой базы данных компании. Все сотрудники, имеющие доступ к базе данных, получают мгновенный доступ к актуальной и достоверной информации одним щелчком компьютерной мышки. В результате этого сотрудники СПД тратят меньше времени на поиск и проверку данных, что значительно упрощает процесс активного и точного управления разработкой наших месторождений.

СПД стремится к непрерывному совершенствованию процессов управления своей деятельностью. С этой целью компания использует методологию ЛИН в качестве инструмента оптимизации своих



four key areas – thus a programme called 4 Big Moves appeared. Since the start of the programme we became more efficient in supervision of activities on all worksites. We did this by training over 800 supervisors and ensuring that all worksites are fully complied with SPD minimum standards. The second area (or Move #2) is contractor and sub-contractor management. We are improving the accountability of contract holders and contractors for safety

процессов. Такой подход хорошо известен в других отраслях и основан на разбиении каждого процесса на его составляющие, одни из которых вносят вклад в конечный результат, а другие – нет. Традиционный подход к оптимизации бизнес-процессов заключается в повышении эффективности общих усилий по достижению результата. В то же самое время методология ЛИН обращает особое внимание на те действия, которые не играют роли при достижении конечного результата. Эти мероприятия рассматриваются как «потери» и зачастую могут быть устраниены, что ускоряет процессы и сокращает усилия и затраты, связанные с их осуществлением. Программа ЛИН обладает потенциалом значительного усовершенствования процессов в масштабах всех департаментов компании. Некоторые из реализованных проектов направлены на повышение эффективности ЭЦН, работ по опробованию скважин, мероприятий по отбору проб воды, утилизации отходов, логистики и т.д.

Как упоминалось выше, говоря о «новых технологиях, изменяющих правила игры», основным направлением технологического развития является применение методов ПНО с использованием химреагентов или заводнение АСП. Данная технология ПНО направлена на повышение нефтеотдачи за счет сокращения остаточных объемов нефти, защемленных в поровом пространстве породы после традиционного заводнения. СПД изучает данную технологию с 2008 г., проводя ряд лабораторных и полевых испытаний совместно с акционерами – «Шелл» и «Газпром нефть». В 2009 г. СПД провела ряд испытание в одиночной скважине на Западно-Салымском месторождении и получила весьма позитивные результаты, которые показали, что заводнение АСП мобилизует 90% остаточной нефтенасыщенности после обычного заводнения. И сегодня мы переходим к следующему этапу этого захватывающего проекта – мы запускаем полномасштабную опытно-промышленную эксплуатацию. Конечно, нам предстоит еще много сделать для этого, однако, если предполагаемая опытно-промышленная эксплуатация ПНО будет успешной, то для многих месторождений в Сибири и особенно в Югре может настать новая жизнь. К сожалению, существует ряд ограничений, которые замедляют ход работ. В частности, нам необходимо найти решение проблемы налогообложения, поскольку на основе существующего налогового режима эту дополнительную нефть добывать невозможно. При существующем налоговом режиме добыча с применением методов ПНО просто нерентабельна для оператора, будь то СПД или любая иная компания. Это не означает, что она вовсе нерентабельна – мы считаем, что сможем добывать «повышенные объемы» нефти при себестоимости порядка 30-40 долларов за баррель. Это сопоставимо с сегодняшней мировой

in their contracts and for their sub-contractors by providing effective training and support for our contract holders. Move #3 is about vehicle compliance & controlled maintenance of HGV's / heavy machinery. As you know road safety remains the single biggest cause of fatal accidents in the oil and gas industry. Today all vehicles entering the territory of Salym group of oil fields must comply with SPD's minimum vehicle and driver standards. For example, this means that all drivers working for SPD have defense driving training and certification and also that all cars and trucks are equipped with in-vehicle monitoring which is linked to a satellite system so we always know who is driving, at what speed and where. Further, we ensure that maintenance of heavy machinery and vehicles are done in a controlled and certified manner. Lastly (our Move #4) is about better planning and management of change to ensure proper risk assessment of changes.

Of course, besides this there're some basic things you can do to protect people: to make sure they wear the right equipment, drive around in safe vehicles, and follow our 12 Life Saving Rules. Before you start working for SPD and come to our territory you are trained in these rules and have to sign a safety declaration that commits you to them. They cover basic things: e.g.: if you're in car, you wear the seat belt.

As a result in 2012 we are continuing to show a further improvement in safety, we are doing the right work and moving steadily to our Goal Zero. We already have some very good Goal Zero examples, e.g.: our central processing facility, SPD's most complex facility, has now worked for 4 years without a Lost Time Injury (SPD or contractor). In September we had a meeting in Moscow with about 100 contractors where we congratulated a number of our contractors who had achieved 6, 7, and even 8 years without any injury in Salym fields. It all shows that Goal Zero can be achieved, which is something I strongly believe in.

Process Safety is about managing our assets in the safest manner to ensure we have no process incidents or leaks. Although less frequent, the consequences of a major Process Safety incident can be massive; indeed they can destroy multiple lives and a company in a moment (e.g: BP Macondo, Venezuela refinery, Bopal, Piper Alpha, etc.). Further, ineffective management of asset integrity is very poor business as the cost of replacing poorly maintained process equipment and pipelines usually far exceeds the cost of maintaining them effectively. We therefore have a detailed programme on asset integrity and maintenance to ensure that our assets are safe and that we always know their status. For example, this year we have a program of improvement focused on better management of process alarms. If there are too many alarms for a control room operator he is easily overloaded and can fail to see an important alarm amongst the numerous spurious or minor

ценой на нефть более 100 долларов за баррель, поэтому здесь имеется явный потенциал получения прибыли как для государства, так и для компаний, однако сегодняшний налоговый режим не позволяет нам двигаться дальше. Таким образом, мы планируем продолжать научно-исследовательские работы и полевые испытания, одновременно взаимодействуя с правительством по вопросам наилучшего способа распределения прибыли для достижения взаимовыгодного результата. Если методы ПНО не станут рентабельными, компании не смогут добывать остаточные объемы нефти, и она просто останется лежать в земле.

В предыдущем интервью журналу ROGTEC Гарри Брекельманс, бывший генеральный директор СПД, особо подчеркивал «очень хорошие показатели в области охраны здоровья, охраны труда, обеспечения безопасности и охраны окружающей среды (ОЗОТОБОС) – как проходило осуществление и развитие ваших программ в области ОЗОТОБОС в последние 3 года? Каковы ваши дальнейшие планы по обеспечению безопасности сотрудников и окружающей среды?

Безопасность – приоритет для нас. Она встроена в наши принципы ведения деятельности. Наша цель заключается в том, чтобы работать, не причиняя вреда людям и окружающей среде. Наша философия в области безопасности выражена в лозунге «Цель – Ноль», т.е. ноль аварий, ноль травм и несчастных случаев со смертельным исходом; все возвращаются домой в целости и сохранности каждый день.

Очень сложно заявить о том, что вы можете гарантировать безопасность. Путь к безопасности непрерывен, и на этом пути встречаются препятствия, и нашей компании не удается избежать их полностью, однако мы беззаветно привержены делу обеспечения безопасности персонала нашей компании и наших подрядчиков. Уверен, что мы проделываем огромный объем работ по безопасности, особенно в ее двух наиболее важных аспектах: личная безопасность и безопасность технологических объектов.

Личная безопасность связана с обеспечением безопасности людей. Путь к безопасности начинается с того, что у всех возникает понимание вашей подлинной преданности этому вопросу. Все понимают, что человеческая жизнь гораздо важнее, чем баррель нефти, и если возникает выбор между безопасным и быстрым выполнением задания, нужно выбрать безопасность, а если возникает выбор между безопасным и малозатратным выполнением задания, нужно опять-таки выбрать безопасность.

В 2011 г. мы провели анализ наиболее серьезных аварий, случившихся в СПД с начала работ по

ALARMS. Ideally an operator should get an alarm once and timely, so that he has enough time to respond. To achieve this takes time and hard work effectively eliminating spurious alarms and prioritizing the remainder alarms in a controlled manner. As a result we have now brought the average number of alarms per operator down to about one quarter of what he was experiencing a year ago. This is a major step in giving back control to our operators so they can keep us safe and keep the oil flowing.

What plans does SPD have for future growth and reserve placement? Will we see SPD operating outside the Salym region in the future?

I can say only with regards to Salym oil fields. The question of expansion of SPD beyond them is one for our shareholders. SPD is doing much work to find new oil within its licenses: as I have already mentioned we are conducting a large-scale 3D seismic programme, making field pilots for Bazhenov and ASP and doing exploration. I believe these projects will enable us to increase our oil base. With oil volumes increasing and optimizing costs SPD will remain in the game for longer time.

And finally, what is your outlook for the Russian O&G sector for 2013 and onwards?

I'm looking forward to 2013 as SPD has a number of very exciting projects ahead, like the Game Changer trials and further exploration, as well as the day to day challenge to safely maximize production and shareholder value. Similarly for the whole Russian oil and gas sector I think it is also entering a new phase. After years of oil production increase provided by the mature conventional oil fields of Western Siberia, a time of change is coming into the industry. The mature fields of Western Siberia are beyond their peak and production is starting to decline. To compensate the Russian oil industry has to launch a number of new projects both within the traditional oil provinces and new regions such as Arctic and Eastern Siberia. This situation is also driven by further increases in global energy demand – by 2050 some forecast that Oil & Gas demand could be as much as double what we see today! With the share of "easy oil" starting to decline, Russia has to invest in the development of new projects in new more difficult areas and using new more difficult techniques, without sacrificing the environment and safety. I think this is the area where international players like Shell can have fruitful long-term relations with Russian oil & gas majors like Gazprom Neft. Together with our shareholders I believe companies like SPD can apply cutting-edge technologies that delivers more oil safely and in a manner that protects the environment. Of course to incentivize this will require continued changes in the tax regime to ensure that the more "difficult" oil (like oil from EOR or the Bazhenov) can be produced in a profitable manner for all the parties concerned. ■



Салымскому проекту в 2003 г. Анализ выявил, что нам придется сосредоточиться на четырех ключевых направлениях – так появилась программа под названием «4 больших шага». С самого начала программы мы повысили эффективность контроля за мероприятиями, осуществлямыми на всех местах выполнения работ. Мы достигли этого благодаря обучению более 800 супервайзеров и обеспечению полного соответствия всех мест выполнения работ минимальным стандартам СПД. Второе направление (или шаг №2) – управление подрядчиками и субподрядчиками. Мы повышаем ответственность держателей контрактов и подрядчиков за безопасность в рамках их контрактов и за их субподрядчиков путем предоставления эффективного обучения и поддержки для наших держателей контрактов. Шаг №3 связан с соответствием всего автотранспорта установленным требованиям и контролем за выполнением техобслуживания большегрузных автомобилей и тяжелой техники. Как вы знаете, безопасность дорожного движения остается наибольшим отдельно взятым источником происшествий со смертельным исходом в нефтегазовой отрасли. На сегодняшний день весь автотранспорт, въезжающий на территорию Салымской группы месторождений, должен соответствовать минимальным требованиям, которые СПД предъявляет к транспортным средствам и водителям. Это означает, например, что все водители, которые работают в СПД, прошли курсы и сертификацию по защитному вождению; кроме того, все легковые и грузовые автомобили оснащаются бортовой системой мониторинга, связанной со спутниковой системой, чтобы мы всегда могли знать,

кто ведет машину, с какой скоростью и где. Кроме того, мы обеспечиваем проведение технического обслуживания тяжелой техники и большегрузного транспорта в контролируемых и сертифицированных условиях. Наконец, наш шаг №4 связан с улучшением планирования и управления изменениями, чтобы обеспечить надлежащую оценку риска изменений.

Разумеется, помимо этого существует целый ряд простейших действий, которые можно предпринять, чтобы защитить людей: убедиться в том, что они носят необходимую одежду, ездят на безопасных машинах и соблюдают наши 12 жизненно важных правил.

Прежде чем приступить к работе в СПД и зайти на нашу территорию, вы проходите подготовку по этим правилам и обязаны подписать заявление о безопасности, согласно которому вы обязуетесь их соблюдать. Они включают в себя простейшие действия, например, вы в машине, вы пристегиваетесь ремнем безопасности.

В результате этого в 2012 году мы по-прежнему демонстрируем значительное улучшение показателей по безопасности, мы занимаемся тем, чем следует, и неуклонно движемся к нашей «Цели – Ноль». У нас уже есть ряд отличных примеров по реализации лозунга «Цель – Ноль»: наша установка по подготовке нефти, наиболее сложный объект СПД, уже 4 года работает без травм с временной потерей трудоспособности (у СПД и подрядчиков). В сентябре мы провели в Москве встречу, на которую мы пригласили около 100 подрядчиков; в ходе встречи мы поздравили ряд наших партнеров, отработавших на Салымском нефтепромысле по 6, 7 и даже 8 лет без единой

травмы. Все это показывает, что «Цель – Ноль» достижима, и это одно из моих наиболее сильных убеждений.

Безопасность технологических объектов связана с безопасными способами управления нашими активами, обеспечивающими отсутствие у нас технологических аварий или утечек. Даже несмотря на то, что крупные аварии, связанные с безопасностью технологических объектов, происходят менее часто, их последствия могут быть масштабными: по существу, они в одно мгновение могут разрушить жизни многих людей и деятельность компаний (например, BP Macondo, НПЗ в Венесуэле, Bopal, Piper Alpha и т.д.). Кроме того, неэффективное управление техническим состоянием активов означает неудовлетворительное управление бизнесом, поскольку затраты на замену технологического оборудования и трубопроводов, техническое обслуживание которых осуществлялось ненадлежащим образом, обычно намного превышают затраты на их эффективное обслуживание.

Поэтому мы разработали подробную программу по техническому состоянию и обслуживанию активов, чтобы обеспечить безопасность наших активов и нашу постоянную информированность об их состоянии. Например, в этом году мы реализуем программу усовершенствований, направленных на повышение качества управления технологическими устройствами аварийной сигнализации. Если оператор в диспетчерской получает слишком большое количество аварийных сигналов, у него быстро возникает состояние перегрузки, и он может не заметить важный аварийный сигнал среди множества ложных или незначительных оповещений. В идеале оператор должен получать аварийный сигнал один раз и своевременно, чтобы у него было достаточно времени на реагирование. Чтобы добиться этого, требуется время и упорный труд для эффективного устранения ложных оповещений и назначения приоритета оставшимся тревожным сигналам в контролируемых условиях. В результате этого мы уже свели среднее число оповещений, приходящееся на одного оператора, примерно до одной четвертой по сравнению с тем, что было у нас год назад. Это важный шаг к тому, чтобы вернуть управление в руки наших операторов, чтобы они могли обеспечивать нашу безопасность и бесперебойное поступление нефти.

Каковы планы СПД на перспективный рост и размещение запасов? Насколько вероятно, что в будущем СПД будет вести деятельность за пределами Салымского края?

Я могу ответить только в отношении Салымского нефтепромысла. Вопрос расширения деятельности СПД за его пределами следует задать нашим акционерам. СПД много работает над поиском новой нефти в пределах своих лицензионных участков: как

я уже упоминал, мы проводим широкомасштабную программу трехмерной сейсморазведки, готовимся к опытно-промышленной эксплуатации Баженовской свиты и АСП и ведем геологоразведочные работы.

Уверен, что эти проекты позволят нам увеличить нашу ресурсную базу по нефти. Наращивая объемы нефти и оптимизируя затраты, СПД гораздо дальше останется активным игроком.

И, наконец, каков ваш прогноз для российской нефтегазовой отрасли на 2013 и последующие годы?

Я с нетерпением жду наступления 2013 года, поскольку СПД предстоит осуществить ряд захватывающих проектов – например, оprobование новых технологий и дальнейшие ГРР – а также решать повседневные вопросы, связанные с безопасным достижением максимального уровня добычи и создания ценности для акционеров. Думаю, что и вся российская нефтегазовая отрасль аналогичным образом вступает в новый этап. В течение многих лет объемы добычи, обеспечиваемые зрелыми традиционными месторождениями нефти в Западной Сибири, нарастали; теперь для отрасли настало время перемен. Зрелые месторождения Западной Сибири уже прошли пиковый уровень добычи, и объемы нефти начинают снижаться. Чтобы компенсировать это, российская нефтедобывающая отрасль должна запустить ряд новых проектов, как в традиционных нефтеносных провинциях, так и в новых регионах – например, в Арктике и Восточной Сибири. Ситуацию также подстегивают прогнозы о дальнейшем росте мировой потребности в энергоносителях – некоторые предсказывают, что к 2050 г. спрос на нефть и газ может чуть ли не удвоиться по сравнению с тем, который существует сегодня! В условиях, когда объемы «простой нефти» начинают уменьшаться, России приходится инвестировать в разработку новых проектов в новых, более сложных областях и применение новых, более сложных технологий, не поступаясь принципами охраны природы и безопасности. Думаю, что именно в этой области такие игроки мирового уровня, как «Шелл», могут установить плодотворные долгосрочные взаимоотношения с такими крупными российскими нефтегазовыми компаниями, как «Газпром нефть». Вместе с нашими акционерами я уверен в том, что такие компании, как СПД, могут применять передовые технологии, дающие возможность добывать больше нефти с соблюдением принципов безопасности и обеспечением охраны окружающей среды. Конечно, для создания стимулов к такой деятельности необходимы постоянные изменения налогового режима, чтобы обеспечить такую добычу более «трудной» нефти (например, нефти, получаемой за счет методов ПНО, или из Баженовской свиты), которая будет рентабельна для всех сторон, имеющих к этому отношение. ■