

ROGTEC приводит детальную программу стратегического развития компании Роснефть в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Сергей Кудряшов, Первый Вице-президент, компания Роснефть

ROGTEC looks at Rosneft's strategic development plans for eastern Siberia and the Far East

Sergey I. Kudriashov, First Vice-President, Rosneft

Аннотация

Для нефтяной компании Роснефть долгосрочные перспективы нефтедобычи связаны с разработкой залежей углеводородного сырья в Восточной Сибири и на континентальном шельфе дальневосточных морей. Для реализации этой задачи требуются не только значительные инвестиции, но и большой объем научно-исследовательской работы для разработки новых технологий разведки и добычи, а также эффективные бизнес-решения по производству и реализации углеводородного сырья и нефтепродуктов. В настоящей работе излагается наработанный компанией Роснефть опыт по разведке и разработке месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Предисловие

В отличие от Западной Сибири с ее значительными запасами нефти и газа и высокой степенью изученности запасов геологоразведкой, для Восточной Сибири и Дальнего Востока характерна слабая геологическая изученность этих регионов, которые играют все более возрастающую роль для развития России в 21 веке. По данным Министерства Промышленности и Энергетики, первоначальные геологические запасы нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составляют 954а миллиона тонн, и характеризуются высоким качеством нефти. В настоящее время, из всех территорий Восточной Сибири и Дальнего Востока промышленная добыча нефти ведется только на о. Сахалин (в 2005 г. было добыто 4 миллиона тонн, включая месторождения на шельфе), а также в Республике Саха (Якутия) - 0,34 миллиона тонн в год.

Небольшие объемы (менее 0,1 миллиона тонн в год) добываются в Эвенкийском Автономном Округе, расположенному в Красноярском крае, а также в Иркутской области (месторождения Юрубчен-Тахом, Ярклинское, Дулыминское и Даниловское, и др.). По прогнозам Института геологии нефти и газа Российской Академии наук, добыча нефти в Восточной Сибири, включая Республику Саха, может достичь уровня 12-13 миллионов тонн в год к 2010 г. В течение этого периода планируется начать промышленную разработку Талаканского, Юрубчен-Тохомского и Куюбинского месторождений, а также разработку газоконденсатного Ковыктинского месторождения.

Впоследствии, в связи с существенным увеличением геологоразведочных работ и быстрым развитием перерабатывающих и транспортных мощностей, уровень добычи нефти в Восточной Сибири и Дальневосточном регионе (включая наземную и шельфовую добычу на о. Сахалин) может достигнуть 90 миллионов тонн к 2020 г. и 145 миллионов тонн к 2030 г. Для обеспечения долгосрочного устойчивого развития нефтяной

Abstract

For Rosneft Oil Company, the long-term perspective of oil production is related to development of hydrocarbon resources in East Siberia and on the continental shelf of the Far-East seas. This goal demands not only major investments, but also the large volume of research related to reserves exploration, production technologies, and effective business solutions on development and sale of hydrocarbons and their products. The presented paper describes Rosneft experience on field exploration and development in East Siberia and Far East.

Introduction

Unlike Western Siberia with its significant oil and gas reserves and high degree of their exploration, East Siberia and Far East are insufficiently explored with regards to geological knowledge and having, at the same time, a strategic importance for Russia development in the XXI century. According to the Minpromenergo data (RF Ministry of Energy), the OIIP volume in East Siberia and Far East is 954 million tons, and these resources are characterized by high oil quality.

At present, from the East Siberia and Far East territories only the Sakhalin area gave commercial oil production of 4.0 million tons in 2005 including offshore fields, and the Republic of Sakha (Yakutia) – 0.34 million tons per year. Small volumes of oil (less than 0.1 million tons per year) are produced in the Evenki Autonomous Area of the Krasnoyarsk Territory and in the Irkutsk Region (Yurubchen-Tokhom zone, Yaraktin, Dulismir, Danilov fields, etc.).

According to IGNG CO RAN prediction (the Russian Academy of Science), oil production in East Siberia including the Republic of Sakha can reach 12-13 million tons per year by 2010. During this period it is expected to commence commercial development of the Talakan, Yurubchen-Tokhom, and Kuyumbin fields; condensate supply will be from the Kovyktta field.

Subsequently, with the dramatic expansion of geological exploration and development of processing and transportation facilities, East Siberia and Far East oil production (including Sakhalin onshore and offshore production) can achieve 90 million tons by 2020 and 145 million tons by 2030. For ensuring the long-term sustainable development of the petroleum industry in East Siberia, it is essential to discover and explore new fields with recoverable oil reserves of 1.1-1.3 billion tons by 2015. Considering specific character of the East Siberia and Yakutia resource base, necessarily, not less than 1 trillion m³ of gas will be explored at the same time. Accomplishment of these objectives requires not less than \$12 billion additional investments into geological exploration. Generally, for maintaining production level in East Siberia and Far East in the period until 2050, about 1.5 billion tons of oil reserves should be additionally

отрасли в Восточной Сибири важной задачей является поиск и открытие к 2015 г. новых месторождений с объемом извлекаемых запасов на уровне 1,1-1,3 миллиарда тонн. Учитывая специфический характер ресурсной базы Восточной Сибири и Якутии, попутно ожидается обнаружение не менее 1 триллиона м³ газа.

Для достижения этих целей потребуется не менее \$12 миллиардов дополнительных инвестиций в геологоразведку. В целом, для поддержания уровня добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в период до 2050 г. необходимо обеспечить дополнительный прирост разведанных запасов в объеме примерно 1,5 миллиарда тонн. Соответственно, основные проблемы, возникающие при разработке месторождений в этих регионах, связаны с суровыми климатическими условиями, сложной геологической средой, отсутствием инфраструктуры и удаленность от рынков сбыта, большими объемами инвестиций и большой зависимостью проектов разработки месторождений от конъюнктуры мирового рынка.

Рост добычи компании в долгосрочной перспективе связан в первую очередь с разработкой углеводородных запасов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Компания осуществляет ряд уникальных проектов в этих регионах и планирует участвовать в разработке восточносибирских месторождений мирового уровня. Применяемые в компании принципы руководства и высокий уровень используемых технологий позволяют ей с высокой эффективностью работать как в своих традиционных, так и в новых регионах, включая Восточную Сибирь и шельф о. Сахалин. При осуществлении каждого проекта Роснефть нарабатывает уникальный опыт, который постоянно совершенствуется для возможности применения в самых различных условиях. Такая практика показывает, что основной компонент успеха проекта связан с высоким потенциалом научно-исследовательских и инженерно-конструкторских работ в нефтяной компании Роснефть.

Принципы технологического развития компании Роснефть.
Технологические исследования и разработки занимают в политике компании одно из ключевых мест. Они включают как собственные разработки компании, так и поиск, изучение и усовершенствование лучших мировых технологий и разработок. Роснефть не просто приобретает новые технологии, но и пристосабливает их для применения в необходимых условиях. Например, для проведения гидроразрывов пластов на скважинах мы, конечно же, привлекаем сервисные компании. Однако выбор скважин для гидроразрыва, проектирование работы, прогнозирование ее результатов и внесение необходимых корректировок в технологию производится специалистами Роснефти.



Рис. 1: Комплексная система управления разработкой месторождения

Сектор технологических исследований и разработок компании ►►

discovered. Accordingly, the primary field development issues in East Siberia and Far East are related to the severe climatic and complicated geological environment, absence of infrastructure, and remote location from any markets, large investment volumes, and high dependence of field development projects versus world market conjuncture. The Company's long-term production growth is connected with hydrocarbon resources development in East Siberia and offshore Far East. The Company has a number of unique projects in these regions and plans to participate in development of world-class East Siberian fields.

The applied management principles and high technological level make possible for the Company to have high-efficient operations both in traditional and new regions – East Siberia and offshore Sakhalin. Each Rosneft project gains a unique experience, which the Company systematically develops expanding the area of its application. Following from such practice, the principal component of project success is related to high research and engineering potential of Rosneft Oil Company. Principles of Rosneft technological development Research and development area is of a top priority in the Company. This activity includes internal developments as well as accumulation, study and adjustment of the world best practices and developments. Rosneft does not simply buy in technologies, but assimilates them. For instance, in order to conduct hydraulic fracturing, of course, we contract service companies. But actual well selection, operations design, feasibility analysis and technological adjustments – all of that is done by Rosneft specialists.

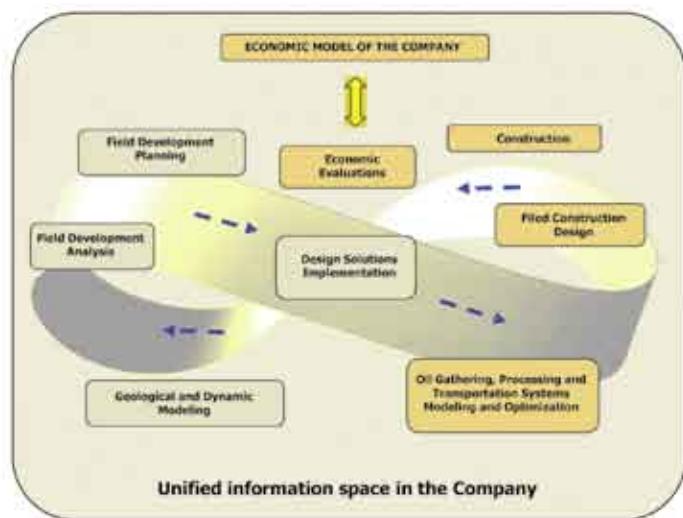


Fig. 1: The integrated field management system

Rosneft is distinguished by the fact that its research and engineering sector is assimilated into production. By their functionality, the divisions are responsible for geophysics, regional geology, reservoir engineering, well operations, oil and gas processing technology, etc. All of these different areas are unified into one process of field development management, which is illustrated by the diagram on Fig. 1. The research institutes, included into the research and engineering sector of the Company, do not only design reservoir development plans and facilities construction, but also provide for project supports through to their implementation with subsequent production monitoring. The common process of field development management is enclosed into a unified information space, which controls corporate standards via satellite communication and corporate computer network, including:

- the unified database and database management system;
- the unified software packages on geological, geophysical, reservoir engineering and field operation issues;
- the unified management accounting;
- the unified training programs;
- the unified information system support in all divisions of the Company.

Роснефть является неотъемлемой частью ее производственных подразделений и самым активным образом участвует в их работе. В сектор исследований и разработок входят специализированные группы, работающие в области геофизики, региональных геологических исследований, создания проектов разработки залежей, разработки и совершенствования технологий эксплуатации скважин и переработки нефти и газа. Все эти различные специализированные области объединены в единый процесс управления разработкой месторождений, который представлен диаграммой на Рис. 1. Научно-исследовательские институты, входящие в сектор исследования и инженерных разработок Роснефти, занимаются не только составлением программ по разработке залежей углеводородов и строительству производственных объектов, но также обеспечивают техническое сопровождение проектов на всех этапах их реализации, и последующий мониторинг добычи.

Сам процесс управления разработкой месторождений происходит внутри единого информационного пространства, используемого для управления корпоративными стандартами с помощью спутниковых каналов связи и корпоративных компьютерных сетей, включая:

- интегрированную систему баз данных и управления базами данных;
- интегрированные пакеты программного обеспечения по геологии, геофизике, разработке залежей и эксплуатации месторождений;
- интегрированную систему отчетности;
- интегрированные программы обучения;
- единую систему информационной поддержки для всех подразделений компании.

Таким образом, обеспечивается непрерывный процесс управления проектом на всех этапах его реализации, что позволяет нам контролировать эффективность работы подрядчиков, корректировать программы финансирования, оптимизировать связи и ресурсы, быстро принимать и реализовывать решения, а также создавать рабочие группы с привлечением специалистов различных профилей.

Этот процесс органично включает Систему Внедрения Новых Технологий (СВНТ), состоящую из исследовательских групп по основным направлениям исследований в компании (изучение и моделирование коллекторов, комплексная разработка залежей, бурение и заканчивание скважин, ограничение притока воды и информационные технологии). СВНТ включает весь цикл внедрения новых разработок - от создания или заимствования концепции до широкого применения технологий, разработанных на основе этой концепции. Постоянно обновляемый Банк технологий, в котором хранится информация о новейших разработках, создан на основе технологических матриц - простых и понятных моделей, определяющих, где и каким образом может быть использована та или иная технологическая разработка.

Для достижения максимального эффекта мы сосредоточили усилия на 11 наиболее значимых областях, относящихся к таким важным темам, как моделирование региональных геологических условий, исследование и моделирование коллекторов, бурение и заканчивание скважин, оптимизация работы скважин, увеличение нефтеотдачи и максимальная утилизация добываемого попутного газа. Темы для краткосрочных и долгосрочных исследований выбираются для каждой области с помощью централизованной электронной системы сбора возможных областей применения, в которой используются инструменты выбора по определенным критериям и категориям, а также экспертной оценки и совместного поиска решений.

В этом направлении Роснефть тесно сотрудничает со многими ведущими исследовательскими и научно-техническими центрами. В их число входят такие известные центры, как Стэнфордский университет (Факультет инженеров-нефтяников), Университет Тулса, Горный университет Колорадо (США), ►

Thus, we have end-to-end project management procedure through all stages of project life cycle, allowing us to control contractors' performance, regulate business processes, optimise connections and resources, implement prompt decisions and create interdisciplinary and multidisciplinary teams.

This process organically includes introduction of the New Technologies System (NTS) consisting of study teams in the areas of the Company's primary interest (reservoir study and modelling, complex reservoirs development, well drilling and completion, water management and information technologies). The NTS covers a complete cycle of implementing innovations – from the birth or import of a concept to the wide implementation of technologies based on that concept. The constantly updating Technology Bank, acting as storage of innovations, is organized through the Technological Matrices – simple and clear templates, which define where and how one or another innovation technology can be applied. For achieving maximum effectiveness we concentrated on the most important 11 areas related to such crucial issues as regional geological modelling, reservoir study and modelling, well drilling and completion, maximum well performance, oil recovery increase and complete gas utilization.

Topics for short and long-term research are selected for every area through the centralised electronic system of application collection, which uses tools of criteria selection and ranking, expert evaluation and brainstorming. In this area, Rosneft has partner relations with many leading research and development centres. For example, with the Stanford University (Petroleum Engineering Department), University of Tulsa, Colorado School of Mines, Heriot-Watt University in Scotland, University of Calgary in Canada, French Petroleum Institute and University of Stavanger. Scientific exchange goes on through various forms of cooperation, from invitations for leading western scientists to read lectures and provide consulting services, trainee work in research centres of western companies, participation in international conferences and seminars, and organisation of technical conferences on the company-relevant topics with participation of western experts, and creation of joint engineering and research centres together with western universities.

Rosneft is also a member of international consortiums on multiphase flow studies, emerging modelling techniques and reservoir studies, complication prevention in production and artificial lift operations. For example, the Company uses the Production Management System, which is based on multiphase flow algorithms developed under the consortium terms with the University of Tulsa. At present, this method is the most accurate and universal (allows designing any wells, from vertical to horizontal). Rosneft experts were the first in the world who applied this innovation technology for operational calculations in a Company framework.

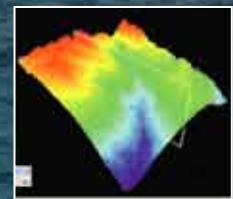
Summarizing the above-described, we can formulate four basic principles of Rosneft technological development:

1. Creation of the unified information space.
2. Integration of field development and oil transportation processes into one business-process.
3. Installation of the research and engineering studies into operation processes.
4. Organization of the innovation field and technology introduction system.

Rosneft strategic developments in East Siberia The resource base expansion guarantees the long-term development of the Company. In this regard, the primary objectives include ensuring of planned production levels, competitive expenditures for gaining new reserves, and creation of new high-efficient oil production assets, which is possible to implement in the regions with the sufficiently high volume of potential resources and low degree of exploration. Among such regions are territories of Rosneft operations – East Siberia, Sakhalin and offshore West Kamchatka. Development of new regions is always connected with high geological and economic risks. The described above approach ►

When it's a Question of Geophysical Surveys... ...Ask Fugro

Detailed surveys and assessments of the seabed and sub-seabed are a critical prerequisite to the cost-effective design of marine structures and sub-sea installations.



Fugro's international fleet of strategically located geophysical survey vessels and geoscience teams provide a wide range of geophysical data acquisition and interpretation services that cover all water depths.

Университет Хериот-Ватт в Шотландии, Университет Калгари, Французский Нефтяной Институт и Университет в г. Ставангер. Обмен научной информацией происходит с помощью различных форм сотрудничества, включая приглашения ведущих западных научных специалистов выступать с лекциями и оказывать консалтинговые услуги, отправку стажеров для прохождения практики в исследовательских центрах в западных компаниях, участие в международных конференциях и семинарах, а также организацию технических конференций по интересующим компании темам с участием западных экспертов, создание совместных инженерно-исследовательских центров с западными университетами.

Роснефть также является участником международных консорциумов по исследованиям многофазных потоков, новейших технологий моделирования и исследования залежей, предотвращения осложнений при эксплуатации скважин, включая механизированную добычу. Например, Роснефть использует Систему управления добычей, основанную на алгоритмах многофазных потоков, разработанных в рамках созданного с Университетом Тулсы консорциума.

В настоящее время эта методика является самой точной и универсальной (позволяет проектировать любые скважины, от вертикальных до горизонтальных). Специалисты Роснефти первыми в мире применили эту передовую технологию для расчета параметров эксплуатации скважин в рамках деятельности компании. Резюмируя вышеизложенную информацию, можно сформулировать 4 главных принципа развития технологий в компании Роснефть:

1. Создание единого информационного пространства.
2. Интеграция разработки месторождений и транспортировки продукции в единый бизнес-процесс.
3. Интеграция инженерных исследований и разработок в производственный процесс.
4. Организация процесса внедрения новых технологий.

Стратегические проекты Роснефти в Восточной Сибири Увеличение ресурсной базы является гарантией долгосрочного развития компании. В связи с этим, основные задачи включают обеспечение планируемых уровней добычи, инвестиции в конкурсное приобретение новых запасов, а также создание новых высокоэффективных добывающих структур, что может быть осуществлено в регионах с достаточно высоким объемом потенциальных запасов и незначительными объемами проведенных геологоразведочных работ. К таким регионам относятся и территории, на которых работает компания Роснефть - Восточная Сибирь, о. Сахалин и шельф Западной Камчатки. Разработка запасов в новых регионах всегда связана с высокой степенью риска, обусловленной геологическими и экономическими факторами. Применяемый компанией Роснефть вышеописанный подход позволяет уменьшить риск и существенно повысить эффективность разработки месторождений.

В Восточной Сибири компания осуществляет проект по разведке месторождения Ванкорское, которое имеет все шансы сделать эту территорию одним из основных добывающих регионов. Извлекаемые запасы нефти на этом месторождении по категориям C1+C2 составляют 270 миллионов тонн. Ванкорское месторождение имеет такие особенности, как высокая неоднородность продуктивного пласта, наличие газовых шапок и зон вечной мерзлоты, суровые климатические условия и удаленность от существующей инфраструктуры. Разработка этого месторождения возможна только с использованием передовых технологий и нестандартных технических решений. В данный момент это один из самых технически сложных проектов в России, в котором используется значительное количество новейших технологий. Стратегической целью является развитие ресурсной базы в районах, непосредственно прилегающих к месторождению, на несколько блоков которого компания имеет лицензии. Эти ➤

of the Company allows risk reduction and essential growth of field development effectiveness.

In East Siberia, the Company develops one of the principal prospective projects, which should become a new oil production area – the Vankor field. Its recoverable oil reserves of C1+C2 categories are 270 million tons. The Vankor field is characterized by high reservoir heterogeneity, presence of gas caps and permafrost zones, severe climatic conditions, and remoteness from any infrastructure. This field can be developed only using the advanced technologies and nonstandard solutions. At the present stage, this is the most advanced technology project in Russia. The strategic target is development of the resource base in the areas in closed proximity to the field, where the Company owns several leases with different exploration degree, which potential implies sequential expansion of geological exploration from "light" and inexpensive works to more "heavy" and expensive studies depending on results achieved in previous years.

For optimization of the Vankor field exploration, we applied the state-of-the-art procedures of seismic data processing and interpretation, including the spectral-high-velocity technique designed in Rosneft. Together with the conventional components of prospecting and appraisal stage (prospecting drilling, gravity and magnetic survey, 2D seismic survey), for evaluating potential of the adjacent territories we use aerial photography and surface geochemical studies, including geochemical analysis of cuttings from seismic shot-holes. In the Vankor project we evaluated the advanced well logging technologies – NMR, ECS (Elemental Capture Spectroscopy), and MDT (Modular Dynamic Tester). At present, the whole territory of the field is covered by 3D seismic survey. This allowed updating the petrophysical, geological and dynamic models of the field. The actual validity of the model allowed drilling well VN-9, which produced an oil flow exceeding 1000 t/day. Key technological solutions, taken at the design stage for the Vankor field development – horizontal drilling, intelligent completions, and gas re-injection resulted in a considerable improvement of key performance indicators (**Table 1**). The application of horizontal drilling allowed more than 3 times reduction of well number and more than 6 times increase of initial flow rates, and wells operating under environment of the extensive gas cap and active aquifer. The average well rates are 430 t/day. These are the highest numbers for East Siberia (**Fig. 2**). Intelligent completion in the under-gas zone for 60% of wellstock allows real-time monitoring and management of well performance and leads to 8% increase in recovery factor. Gas re-injection results in another 7% recovery increase and allows utilizing 100% of associated gas, which solves one of the ecological issues (**Fig. 3, 4**). The recoverable reserves increment due to recovery factor increase is 65 million tons, and the recoverable volume increased in 3.2 times (**Fig. 5**).

Table 1: Vankor project improvements due to new technologies

	Conventional technologies	Advanced approach
Recoverable reserves, mln t	125	323
Oil recovery, %	34	41
Planned number of wells	600	<300
Yearly production, mln t per year	14	24
Gas utilization, %	8	100
Cumulative oil production, per well	0,2	1,6
Average well flow rate, t/day	130	430
Capital investment per unit, rubles per ton	797	552

Ecological and industrial safety of the Vankor project meets the requirements of the international standards: sumpless drilling and waste management, ecological monitoring at all stages of field development, minimizing of field facilities number, planning of remedial actions and quick oil spill cleanup. Together with SNC-LAVALIN, Rosneft carried out surface facilities design provided for special approach to field construction: well pad filling, pipeline laying on piers in the permafrost areas, and field base construction – heated passages between accommodation and technological facilities, comfortable work and ➤

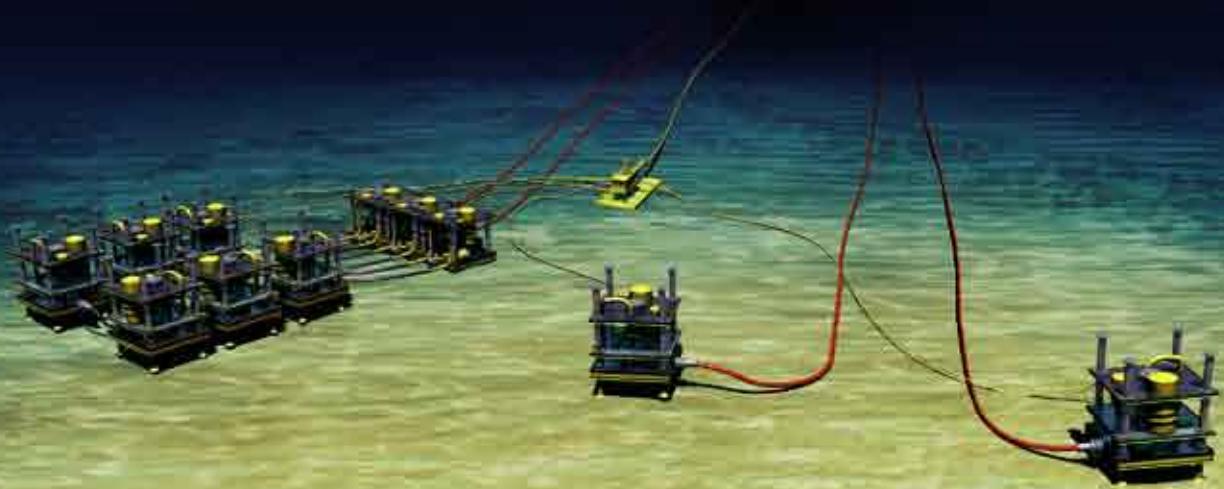


OTC .07



TRANSFORMING THE INDUSTRY

2007 OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE || 30 APRIL - 3 MAY || RELIANT CENTER || HOUSTON, TEXAS, USA



SAVE THE DATE!

30 April - 3 May 2007

www.otcnet.org/2007

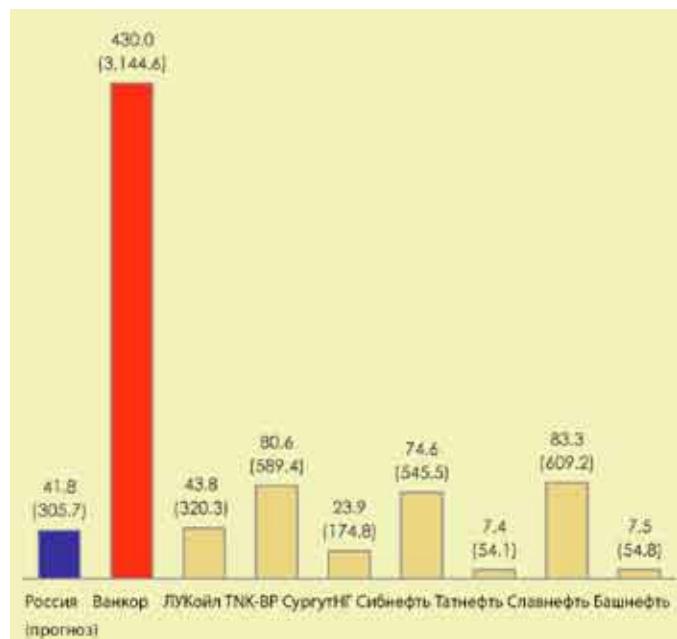
блоки имеют различную степень изученности геологоразведкой, что вызывает необходимость последовательного расширения геологоразведочных работ от сравнительно малозатратных до исследований, требующих привлечения значительных средств, в зависимости от результатов, достигнутых в предыдущие годы.

Для оптимизации геологоразведочных работ на Ванкорском месторождении нами были применены новейшие методики обработки данных сейсморазведки и интерпретации полученных результатов, включая метод спектрального анализа высоких скоростей, разработанный специалистами Роснефти Наряду с традиционно применяемыми элементами этапа поисково-разведочных работ (разведочное бурение, гравитационные и магнитные исследования, двухмерная сейсмика), для оценки потенциала прилегающих территорий используются аэрофотосъемка и наземные геохимические исследования, включая геохимический анализ выбуренной породы из взрывных скважин сейсморазведки.

На Ванкорском месторождении применяются новейшие методики геофизических исследований скважин, включая ядерно-магнитный резонанс, спектроскопию поглощения элементарных частиц, а также исследования с помощью модульного динамического пластикоиспытателя). К настоящему времени, вся территория месторождения покрыта трехмерной съемкой.

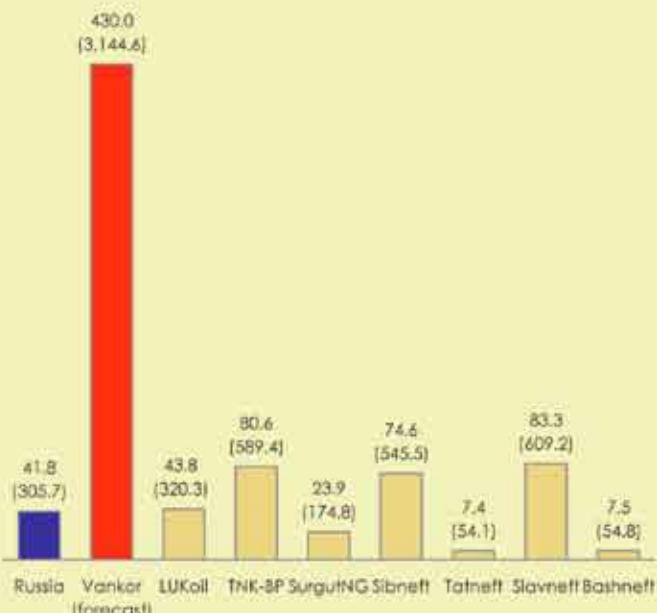
Таблица 1: Повышение эффективности проекта разработки Ванкорского месторождения за счет внедрения новых технологий

	Стандартные технологии	Передовые технологии
Извлекаемые запасы, миллионов тонн	125	323
Нефтеотдача, %	34	41
Планируемое кол-во скважин	600	<300
Годовая добыча, миллионов тонн	14	24
Утилизация газа, %	8	100
Суммарная добыча нефти на скважину	0,2	1,6
Средний дебит скважины, тонн в сутки	130	430
Капитальные вложения на единицу продукции, рублей	797	552



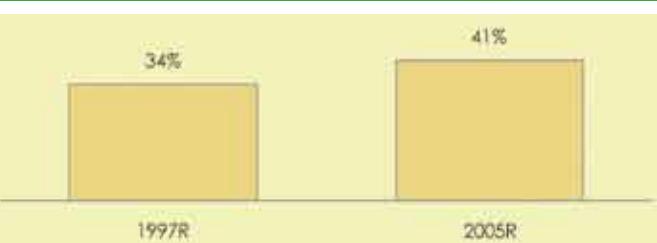
Источник: Министерство Энергетики РФ

Рис. 2: Средние дебиты новых скважин, тонн/сутки (баррелей/сутки)



Source: CDU, RF Ministry of Energy

Fig. 2: Average well flow rates of new wells, t/day (bbl/day)

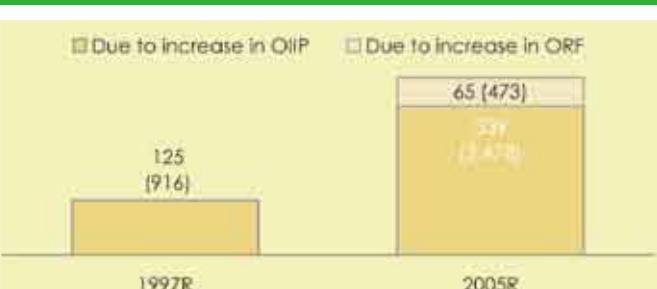


Source: The Vankor field preliminary reserves estimation, 1997.
The Vankor field development plan (Rosneft, 2006)

Fig. 3: Recovery increase on the Vankor field

Источник: Предварительная оценка запасов Ванкорского месторождения, 1997.
Программа разработки Ванкорского месторождения (Роснефть, 2006)

Рис. 3: Увеличение нефтеотдачи на Ванкорском месторождении



Source: The Vankor field preliminary reserves estimation, 1997.
The Vankor field development plan (Rosneft, 2006)

Fig. 4: Recoverable reserves increment on the Vankor field, mln t (mln bbl)

living conditions. This solves the seasonality issue in oil production. The peak oil production is expected to reach 25 million tons per year; and commercial production will start in 2008. High potential of the Vankor field is related to adjacent areas exploration and development. Rosneft acquired 13 licenses in the region, which oil resources in total are 605 million tons and production potential – up to 50 million tons of oil per year. ►►



Защищенные ноутбуки!

CF-18



CF-73



CF-29

Panasonic
ideas for life

Официальные партнеры

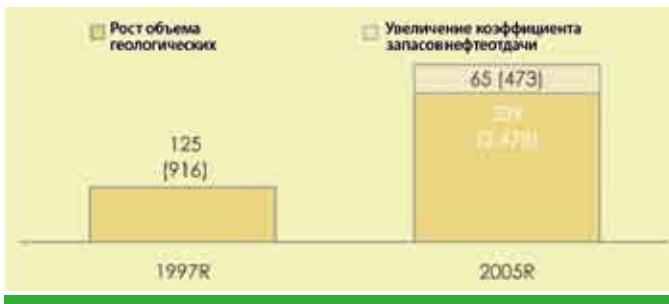
Москва: DVM СПбРУ, ул. Орджоникидзе, 10, +7 (495) 777 10 44, http://www.dvm.ru

Санкт-Петербург: Альянс Технологий, Ломоносовская набережная, д. 2/4, строение 1, +7 (495) 775 36 45, http://www.vnt.ru

ЗАО «Компания Веда», г. Раменское, Ильинский пр-т, кв. 2, +7 (495) 932 21 36, http://www.veda.ru

Санкт-Петербург: Микроэлектроника, Ижмашевский пр-т, 2, +7 (812) 320 28 98, http://www.micsohit.ru

Дополнительная информация о официальных партнерах: http://www.panasonic.ru



Источник: Предварительная оценка запасов Ванкорского месторождения, 1997.

Программа разработки Ванкорского месторождения (Роснефть, 2006)

Рис. 4: Прирост извлекаемых запасов по Ванкорскому месторождению, миллионов тонн (миллионов баррелей)

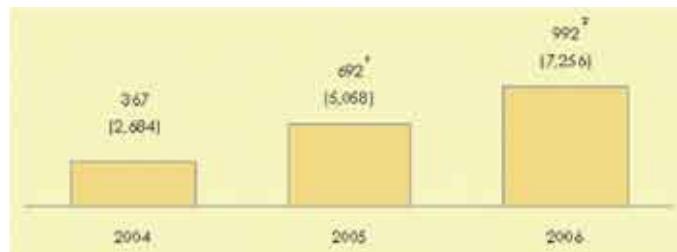
Это позволило откорректировать петрофизическую, геологическую и динамическую модели месторождения. Высокая достоверность моделей способствовала тому, что пробуренная скважина ВН-9 дала приток нефти с суточным дебитом 1000 тонн.

Ключевые технологические решения, использованные на стадии создания программы разработки Ванкорского месторождения, включая горизонтальное бурение, "интеллектуальное" закачивание скважин, и закачку добываемого попутного газа обратно в пласт, способствовали значительному улучшению ключевых показателей разработки (**Таблица 1**). Использование горизонтального бурения позволило в 3 раза уменьшить необходимое число скважин и более чем в 6 раз увеличить начальные дебиты в скважинах, работающих в условиях мощной газовой шапки и активного водонапорного горизонта. Средние дебиты скважин составляют 430 тонн в сутки. Это самые высокие показатели в Восточной Сибири (**Рис. 2**).

"Интеллектуальное" закачивание в зонах, расположенных ниже газовой шапки в 60% скважин позволяет осуществлять в реальном времени мониторинг и управление работой скважин, обеспечивая увеличение коэффициента нефтеотдачи на 8%. Повторная закачка газа позволит увеличить коэффициент извлечения запасов еще на 7% и обеспечить 100% утилизацию добываемого попутного газа, решив таким образом одну из экологических проблем (**Рис. 3 и 4**). Объем дополнительно извлеченных запасов благодаря увеличению коэффициента нефтеотдачи составит 65 миллионов тонн, а объем извлекаемых запасов увеличился в 3,2 раза (**Рис. 5**).

Мероприятия по экологической и промышленной безопасности на Ванкорском месторождении соответствуют требованиям международных стандартов: безамбарное бурение и утилизация отходов, экологический мониторинг на всех этапах разработки месторождения, уменьшение количества необходимых промысловых объектов, планирование мероприятий по борьбе с разливами нефти и охране природы. Совместно с компанией SNC-LAVALIN Роснефть осуществила разработку проекта строительства наземных промысловых объектов с использованием специальных технологий: строительство кустовых оснований, укладка трубопроводов на эстакадах в районах с вечной мерзлотой, а также строительство промысловых баз с отапливаемыми переходами между жилым блоком и технологическими объектами, и обеспечением комфортных условий в жилых и рабочих помещениях. Это позволяет решить проблему работы в суровых климатических условиях.

Ожидаемый пиковый уровень добычи - 25 миллионов тонн в год, а начало промышленной добычи ожидается в 2008 г. Высокий потенциал Ванкорского месторождения связан с геологоразведкой и разработкой запасов на прилегающих территориях. Роснефть приобрела 13 лицензий на расположенные в регионе блоки, общие запасы нефти на которых составляют 605 миллионов тонн, а потенциальная добыча может составить до 50 миллионов тонн нефти в год.



1- ABC1+C2 OIIP confirmed by the CKZ RF in May 2005

2- ABC1+C2 OIIP from Rosneft estimate as of 01.01.2006

Fig. 5: In-place volumes increase during the Vankor field exploration, млн т (mln bbl)

1- ABC1+C2 объем геологических запасов, утвержденный ГКЗ в мае 2005

2- ABC1+C2 объем геологических запасов по оценке Роснефти на 01.01.2006

Рис. 5: Увеличение объема геологических запасов в результате разведочных работ на Ванкорском месторождении, миллионов тонн (миллионов баррелей)

Rosneft interests in the East Siberian region are not connected only with development of the Vankor field. The Company plans oil and gas production potential increase by starting new projects in East Siberia. First, this includes exploration and development of the East Sugdinskoye prospect in the Irkutsk Region, where expected reserves are estimated as 60 million tons of oil. Second, we have projects of developing the Verkhnechonskoye field plus obtaining new licenses: the Company is also interested in developing Yakutiya resources. Rosneft strategic developments in Far East Rosneft acknowledged the Far East as its strategic region. Rosneft projects in this area exhibit huge potential and offer great opportunities for the future of the petroleum industry in Russia (**Fig. 6**). The offshore Sakhalin resources play the key role in the East Russia economic development as the part of the Asia-Pacific oil and gas markets. At present, Rosneft participates practically in all current oil and gas projects offshore Sakhalin.



Fig. 6: Oil production forecast offshore Sakhalin in 2006-2030

For risks reduction offshore Sakhalin during the prospecting stage, Rosneft introduces the technology of hydrocarbon accumulation simulation based on software packages Temis2D and Temis3D, developed by French company BeicipFranlab for evaluating oil and gas potential of new basins, and estimating first-priority target zones for prospecting and appraisal, i.e. for localizing areas of reservoir prospecting and reduction of geological risks. Temis2D is also used for reservoir pressure prediction before drilling for well design and drilling technology optimization. This work is carried out by Rosneft's corporate institute SakhalinNIPImorneft, and according to the results of simulation by the end of 2006, geological risks should be estimated for the Kaigano-Vasyukansky block in the Qubs module (also developed by BeicipFranlab and integrated into Temis) and high-probability zones should be selected for positioning appraisal wells. In 2007 such studies will be continued for the West Schmidtn basin and the transition

Интерес Роснефти к восточносибирскому региону не ограничивается только разработкой Банкорского месторождения. Компания планирует увеличить добчу нефти и газа, начав осуществлять новые проекты в этом регионе. Во-первых, она планирует разведку и разработку Восточно-Судгинской лицензионной площади в Иркутском регионе, где прогнозируемый объем запасов составляет 60 миллионов тонн нефти. Во-вторых, компания планирует разрабатывать Верхнечонское месторождение, а также получить новые лицензии. Кроме того, Роснефть проявляет интерес к разработке запасов углеводородов в Якутии.

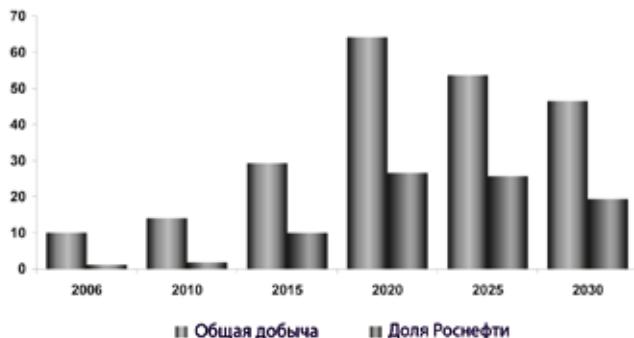


Рис. 6: Прогнозные уровни добычи на шельфе о. Сахалин в 2006-2030, миллионов тонн

Стратегические проекты Роснефти на Дальнем Востоке Роснефть рассматривает Дальний Восток в качестве региона, имеющего большую стратегическую важность для деятельности компании. Осуществляемые компанией проекты в этом регионе демонстрируют высокий потенциал и отличные возможности для развития нефтегазовой отрасли России (Рис. 6). Расположенные на шельфе о. Сахалин запасы углеводородного сырья играют ключевую роль для успешного экономического развития восточных регионов России, являющихся частью высокоперспективного нефтегазового рынка Азиатско-тихоокеанского региона. В настоящее время Роснефть принимает участие практически во всех осуществляемых на о. Сахалин нефтегазовых проектах.

Для снижения риска при разведке на шельфе о. Сахалин компания Роснефть применила технологию моделирования залежей углеводородов с использованием пакетов программного обеспечения Temis2D и Temis3D, разработанных французской компанией BeicipFranlab для оценки нефтегазового потенциала новых бассейнов и определения приоритетных зон для геологоразведки, т.е. для выделения зон поиска коллекторов и уменьшения геологических рисков. Temis2D также используется для прогнозирования пластовых давлений при разработке программ строительства скважин и оптимизации методик бурения. Эта работа проводится входящим в структуру компании институтом СахалинНИПИМорнефть. Результаты моделирования позволят до конца 2006 г. провести оценку геологических рисков для Кайгано-Васюканского блока с использованием программного модуля Qubs (также разработанного компанией BeicipFranlab и входящего в пакет Temis), а также определить высокоперспективные зоны для планирования строительства поисковых скважин. В 2007 г. данные работы будут выполнены для Западно-Шмитовского бассейна и переходных зон на шельфе.

Среди проектов на шельфе о. Сахалин с участием компании Роснефть, проект Сахалин I отличается наиболее динамичным уровнем реализации. Проект осуществляется на условиях Соглашения о разделе продукции (СРП) и включает разработку месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги (Рис. 7). СРП по этому проекту действует с 1996 г. По 30% в проекте принадлежит компаниям Exxon Neftegaz Ltd. и SODECO, и по 20% - Роснефти и индийской ONGC. Согласно аудиту запасов, Рис. 7: Рис. ►

shelf zones. The Sakhalin I Project has the most dynamic level of implementation among the offshore Sakhalin projects with Rosneft participation. This project is fulfilled under the PSA terms (Production Sharing Agreement) and includes the Chayvo, Odoptu and Arkutun-Dagi fields (Fig. 7). PSA for this project is effective from 1996. Exxon Neftegaz Limited and SODECO hold 30% of the Sakhalin I Project, and Rosneft and ONGC hold 20% each. According to D&M estimation, proved and probable oil reserves of the Sakhalin I fields are 265 million tons of oil and 448 billion m³ of gas. Estimated capital investments for all Sakhalin I fields exceed \$12 billion. Commercial production from the Chayvo field started at the end of last year with average well flow rates of 2169 t/day at the first half of 2006, which 50 times exceeds the average production rate of new wells in Russia (43 t/day).

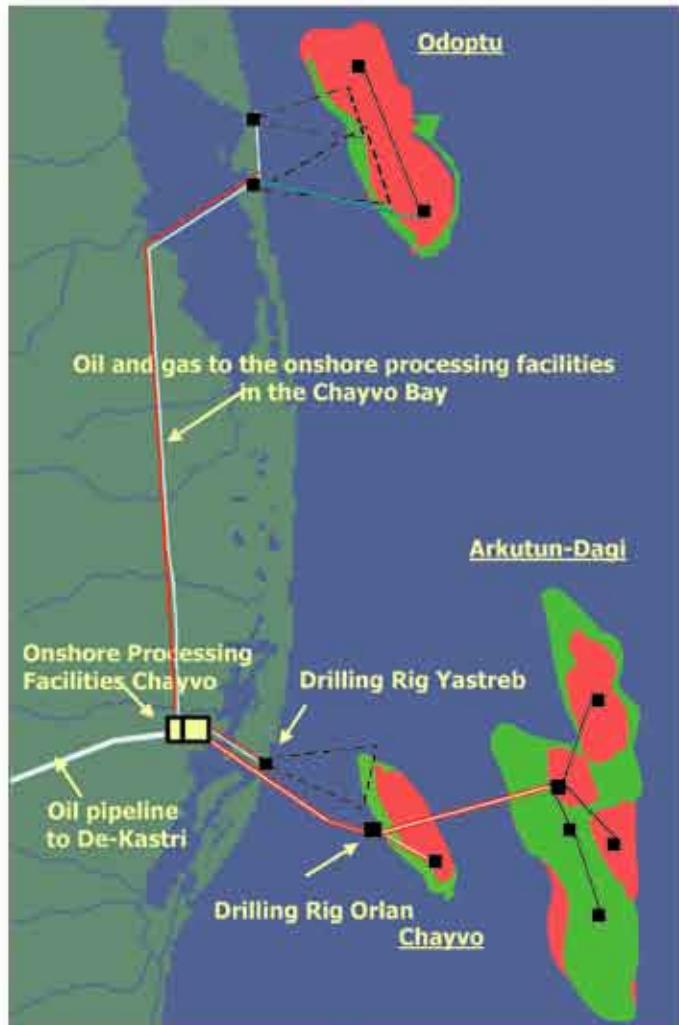


Fig. 7: Sakhalin-1 facilities

In this project for the first time in Russia, Rosneft applied the technology of offshore field development from the coast. In July 1998, high-deviated well 202 with 4782-m bottomhole departure and 5589-m MD was completed under the northern Odoptu-offshore structure. At present, 16 wells were drilled with the bottomhole departure exceeding 6 km, and 200 t/day average flow rates. The effectiveness of this approach to reservoir development in comparison with offshore platforms was so high that it impelled ExxonMobil, Sakhalin I operator, to begin using deviated wells for development the northwestern part of the Chayvo field. To fulfill this objective, the world largest Yasreb drilling rig was built (Fig. 8, Table 2) and 8 wells of this type were drilled. The horizontal step-out for one of them reached 11 km with TVD 2600 m. This is the third result in world experience.

Drilling of highly deviated wells is low efficient if it is not based on a detailed geological model. Basic technological solutions, geological and ►



Рис 7: Промысловые объекты проекта Сахалин-1

проведенному компанией DeGolyer и Макноттон (DeGolyer & McNotton), объем доказанных и вероятных запасов на месторождениях проекта Сахалин I составляют 265 миллионов тонн нефти и 448 миллиардов м³ газа. Ожидаемый уровень капитальных вложений по всем месторождениям проекта Сахалин I превышает \$12 миллиардов. Промышленная добыча на месторождении Чайво началась в конце 2005 г. при средних дебитах скважин 2169 тонн в сутки в течение первого полугодия 2006 г., что в 50 раз превышает средний дебит новых скважин в России (43 тонны в сутки).

При осуществлении этого проекта впервые в России компанией Роснефть была применена технология разработки морских месторождений с береговой части суши. В июле 1998 г. было завершено строительство скважины № 202 с большим углом отклонения и с отходом от вертикали на 4782 м при общей длине ствола 5589 м. К настоящему времени было пробурено 16 скважин с удалением проектного забоя от вертикали на расстояние свыше 6 км. Средний дебит по этим скважинам составил 200 тонн в сутки. Эффективность такого подхода к разработке залежей по сравнению с использованием морских платформ была настолько велика, что побудила компанию ExxonMobil - оператора проекта Сахалин I, использовать скважины с большими углами наклона для разработки северо-западной части месторождения Чайво. Для выполнения этой

Таблица 2: Скважины, пробуренные с наземной буровой установки "Ястреб"

Скважина	Z-5	Z-6	Z-4	ZG-1	ZG-2	Z-3	Z-1	Z-2
Общая длина ствола	9.2	9.4	10.2	10.5	10.5	10.9	11.0	11.1

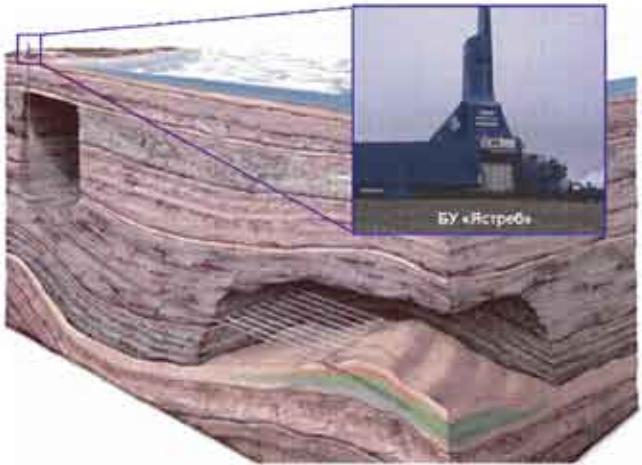


Fig. 8: The Yastreb onshore drilling rig

Рис. 8: Наземная буровая установка "Ястреб"

Table 2: Wells drilled using the Yastreb onshore drilling rig

Well	Z-5	Z-6	Z-4	ZG-1	ZG-2	Z-3	Z-1	Z-2
MD, km	9.2	9.4	10.2	10.5	10.5	10.9	11.0	11.1

dynamic modeling, well design and drilling support were prepared in the Rosneft Project Center under the integrated efforts of specialists from different Rosneft assets: Headquarter's departments, Corporate Scientific and Technical Center, SakhalinNIPImorneft, and Sakhalinmorneftegaz. Validity of static and dynamic reservoir models was achieved by using state-of-the-art simulation technologies with participation of the GOCAD (geological modeling package) developers, and collaboration with the world leading scientific centers, including ENSG (the National School of Geology), Nancy, France.

Due to introduction of the integrated project management system, the effective length of the horizontal sidetrack extended from 200 m to 300-1000 m, and well flow rates increased from 40-250 t/day to 800 t/day; the calculated well number was reduced from 34 to 25 wells; in-place volumes increased by 35%, and the calculated recovery factor increased by 65%. Rosneft plans further expansion of practices and technologies, applied to the Odoptu-offshore project, for developing of new fields in Sakhalin III, IV, and V, and offshore West Kamchatka.

These new projects include the Veninsky Block (Sakhalin III), West Schmidt block (Sakhalin IV), East Schmidt and Kaigano-Vasyukansky blocks (Sakhalin V), and West Kamchatka block. The West Schmidt (Sakhalin IV), Kaigano-Vasyukansky and East Schmidt (Sakhalin V) prospects were opened in the middle 1980s, and the large-scale geological study of these prospects started in the late 1990s, after Rosneft had completed an agreement with BP Exploration Operating Company Limited on collaboration in exploration and development. Under the terms of the agreement, 51% in joint ventures belong to Rosnet, and BP holds the remained 49%. The Kaigano-Vasyukansky block is located in the Sea of Okhotsk, in the northern part of the Sakhalin Island, 20-30 km to the east of the Okha-Ekhabi coastal petroleum basin. The license area is of 7183 km². The sea depth varies from 90 to 120 m.

In 2004, the exploration well Pela Leich I was drilled, which reached the depth of 3572 m. Oil and gas reservoirs were discovered in a series of high-productive sandstones. In 2005, Legend successfully drilled the appraisal well of 2705 m TD on the Udachnaya structure. It gave the flow of about 300 m³ of oil per day, and in October Pela Leich was additionally tested, which gave ➤

TESCO

(Одно значение на любом языке)



**Ценность • Цельность • Новаторство • Сервис • Партнерство
Дальновидность • Опыт • Решения**

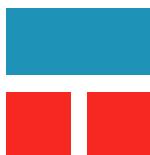
Вы найдете нас в более чем 23 странах мира. И на любом языке, TESCO будет означать одно и то же. Это будет означать, что Вы можете рассчитывать на наши достоинства – достоинства, имеющие в основе такие качества, как новаторство, опыт и превосходный сервис.

TESCO поможет Вашему бизнесу принести ощутимые результаты, благодаря повышению эффективности и безопасности, снижению себестоимости и улучшенному управлению рисками, связанными с ведением буровых работ. Вне зависимости от Вашего региона или языка, на котором Вы говорите.

ПО ВСЕМУ МИРУ

**ВЕРХНИЕ ПРИВОДЫ • ОБСАДНОЕ БУРЕНИЕ®
КОМПЛЕКС УСЛУГ ПО РАБОТЕ С ТРУБАМИ «АЗИМУТ»™**

Лучшие пути достижения забоя™



задачи была построена самая большая в мире буровая установка "Ястреб" (**Рис. 8, Таблица 2**), с помощью которой было пробурено 8 скважин такого типа. В одной из скважин удаление забоя от вертикали составило 11 км при вертикальной глубине скважины 2600 м. Это третий результат в мире.

Строительство скважин с большими углами наклона ствола будет малоэффективным без построения детальной геологической модели. Основные технологические решения, построение геологической и динамической моделей, проектирование скважин и техническое сопровождение бурения разрабатывались в Центре проектирования компании Роснефть усилиями специалистов различных подразделений компании: отделов головного офиса, научно-технического центра, СахалинНИПИморнефть и Сахалинморнефтегаза. Достоверность статической и динамической моделей пласта была достигнута за счет использования новейших методов моделирования и участия разработчиков пакета программного обеспечения GOCAD для геологического моделирования, а также благодаря сотрудничеству с крупнейшими мировыми научно-технологическими отраслевыми центрами, включая ENSG (Национальная школа геологии) в г. Нанси во Франции.

Благодаря внедрению системы комплексного управления проектами, эффективная длина бокового горизонтального ствола возросла с 200 м до 300-1000 м, а дебиты таких скважин увеличились с 40-250 до 800 тонн в сутки. Число необходимых эксплуатационных скважин уменьшилось с 34 до 25. Объем балансовых запасов увеличился на 35%, а расчетный коэффициент нефтеотдачи – на 65%. Роснефть планирует применить методики и технологии, использованные на шельфовом месторождении Одопту, для разработки новых месторождений в рамках проектов Сахалин III, IV, и V, а также на шельфе Западной Камчатки. Эти новые проекты включают Венинский блок (Сахалин III), Западно-Шмидтовский блок (Сахалин IV), Восточно-Шмидтовский и Кайгано-Васюканский блоки (Сахалин V) и Западно-Камчатский блок.

Западно-Шмидтовский (Сахалин IV), Восточно-Шмидтовский и Кайгано-Васюканский блоки (Сахалин V) были открыты в середине 1980 г., а широкомасштабное геологическое изучение началось в конце 90-х гг. прошлого века после заключения Роснефтью соглашения с BP Exploration Operating Company Ltd. о совместной разведке и разработке. По условиям соглашения, 51% в созданном совместном предприятии принадлежит Роснефти, а оставшиеся 49% - BP. Кайгано-Васюканский блок расположен в Охотском море, у северной части о. Сахалин, примерно в 20-30 км к востоку от расположенного на береговой части суши нефтеносного бассейна Оха-Эхаби. Площадь лицензионного участка составляет 7183 км². Глубина моря в этом районе находится в диапазоне от 90 до 120 м. В 2004 г. была пробурена разведочная скважина Пела Лейч I, достигшая глубины 3572 м. Углеводородсодержащие коллекторы были обнаружены в нескольких высокопродуктивных песчаных отложениях. В 2005 г. на структуре Удачная была успешно пробурена разведочная скважина с проектной глубиной 2705 м. Скважина дала приток нефти с суточным дебитом 300 м³, а в октябре были проведены дополнительные испытания скважины Пела Лейч, где был получен суточный дебит 380 м³. В результате большого объема проведенных геологических исследований в пределах данного блока было выявлено 13 перспективных структур. В последующие 3-4 года Роснефть планирует выполнить трехмерную сейсмику на площади 2000 км² и пробурить пять разведочных скважин.

Ещё одним несомненно весьма перспективным проектом для компании Роснефть является Сахалин III (в пределах Венинского блока). Данный проект состоит из двух независимых этапов. Первый этап включает разработку Венинского блока, лицензия на который принадлежит Роснефти с 2003 г. Второй этап предусматривает работы на блоках Кирин, Восточное-Одопту и

flows of approximately 380 m³ of oil per day. Resulted from the large volume of geological studies, 13 prospective structures were identified within the boundaries of this block. For the following three to five years, Rosneft plans to acquire 3D seismic data over the area of 2000 km² and to drill five exploration wells. One more project in the region, undoubtedly prospective for Rosneft, is the Sakhalin III Project (within the Veninsk Block). In general, this project is divided into two independent stages. The first stage includes the Veninsky Block development, licensed to Rosneft from 2003. The second stage combines the Kirin, Eastern Odoptu and Aiyashsky blocks, which licenses are still in the Rosnedra undistributed fund (Russia Federal Agency on Subsoil Use). The Veninsky Block is located in the Sea of Okhotsk east of the Sakhalin Island. The lease covers the area of approximately 5300 km². The sea depth varies from 25 to 150 m.

In 2005, Rosneft and Sinopec, the Chinese corporation, signed a series of agreements on joint oil and gas reservoir development in the Veninsky Block. In October 2005, the Veninneft venture was established in order to operate the project. Participants in this venture are Rosneft (49.8%), Sakhalin Petroleum Company state enterprise (25.1%) and Sinopec (25.1%). The interpretation of current seismic data indicated the presence of six prospective structures. For the following three to five years, Veninneft plans 3D seismic acquisition in the area of approximately 650 km² and drilling three exploration wells. It is planned to drill wells onshore with super-long horizontal step-outs. In 2003, Rosneft completed a joint venture agreement with the Korean National Oil Corporation (KNOC) for exploration and development of the West Kamchatka prospects. The operator of this project is Kamchatneftegaz, in which 60% belongs to Rosneft and 40% belongs to KNOC. The West Kamchatka license block is located west of the Kamchatka Peninsula in the Sea of Okhotsk. The area of the block is 62680 km². The sea depth varies from 40 to 150 m in the southwestern part and from 300 to 400 m in the northwestern part of the license area. 2D seismic survey in the period from the late 1980s to late 1990s identified more than 40 local structures. At present, exploration proved 30 prospective structures. In case of exploration success, it is planned to carry out oil production and processing using offshore platforms with additional onshore processing.

Conclusion

The sustained and dynamic development of Rosneft is ensured by its unique resource base, extensive introduction of advanced technologies and qualified personnel. Application of pacing and emerging technologies within the entire spectrum of petroleum operations is the key factor effectiveness and competitive advantage of Rosneft providing the powerful scientific assurance for all technological processes. The research and engineering potential provides for the Company a series of core competencies including offshore technologies and practices, unique production monitoring system and technology of developing hard-to-recover reserves. The primary strategic concern of the Company is their further development. ■

References

1. Oil and Gas Horizons / Continent Siberia Magazine, №33, 2005.
2. Analytical Report. Hydrocarbons field development and transportation problems.
http://www.gasforum.ru/concept/me_atr_0303.shtml.
3. West Siberia oil and gas industry development. Prospective international projects realization. Russian Ministry of Energy Report.
http://www.gasforum.ru/concept/me_atr_0303.shtml

Аяшском, лицензии на которые пока еще не были выданы никому Роснедрами (Российским агентством по недропользованию). Венинский блок расположен в Охотском море к востоку от о. Сахалин. Он занимает площадь примерно 5300 км², а глубина моря в этом районе варьируется от 25 до 150 м. В 2005 г. Роснефть и китайская Sinopec подписали ряд соглашений по совместной разработке запасов нефти и газа на Венинском блоке. В октябре 2005 г. было создано совместное предприятие Вениннефть для осуществления проекта.

Участниками предприятия стали компания Роснефть (49.8%), государственная компания Сахалин Петролеум (25.1%) и Sinopec (25.1%). Интерпретация имеющихся сейсмических данных позволила выделить шесть перспективных структур. В течение предстоящих 3-5 лет Вениннефть планирует проведение трехмерной сейсмики на площади примерно 650 км², а также бурение трех разведочных скважин. Скважины будут буриться с суши и иметь горизонтальный участок значительной протяженности. В 2003 г. Роснефть подписала соглашение о создании СП с корейской Национальной нефтяной корпорацией (KNOC) на разведку и разработку Западно-Камчатских перспективных структур. Оператором этого проекта является Камчатнефтегаз, в котором 60% принадлежит Роснефти, а остальные 40% - KNOC. Восточно-Камчатский лицензионный блок расположен в Охотском море к западу от Камчатского полуострова. Глубина моря в юго-западной части лицензионного участка находится в диапазоне 40-150 м, а в северо-западной части варьируется от 300 до 400 м. В результате двухмерной сейсморазведки, проведенной с конца 80 х до конца 90 х гг. было выявлено более 40 локальных структур. К настоящему времени геологоразведкой подтверждено 30 перспективных структур. В случае успеха геологоразведочных работ планируется осуществлять добычу и подготовку нефти с морских платформ с дополнительными объектами для подготовки нефти на суше.

Заключение

Устойчивое и динамичное развитие компании Роснефть обеспечивается ее уникальной ресурсной базой, широким внедрением передовых технологий и высококвалифицированным персоналом компании. Применение быстро развивающихся новейших технологий по всему спектру работ в нефтегазовом секторе является ключевым фактором, способствующим эффективной деятельности и высокой конкурентоспособности компании Роснефть благодаря ее мощному научно техническому потенциалу. Научно-технический потенциал обеспечивает расширение горизонта возможностей для Роснефти, включая использование новых методик и технологий морской добычи, уникальной системы мониторинга добычи, а также технологий разработки трудноизвлекаемых запасов. Основные усилия компании в стратегическом плане направлены на дальнейшее развитие этих методик и технологий. ■

Литература

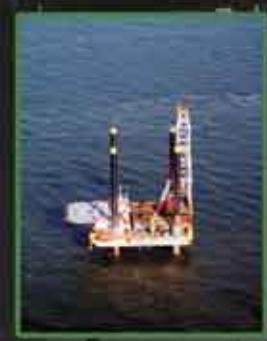
1. Нефтегазовые горизонты / Журнал "Континент Сибирь" №. 33, 2005.
2. Аналитический отчет. Проблемы разработки запасов углеводородов и транспортировки углеводородного сырья. http://www.gasforum.ru/concept/me_atr_0303.shtml.
3. Развитие нефтегазовой отрасли в Западной Сибири. Реализация перспективных международных проектов. Отчет Министерства Энергетики России. http://www.gasforum.ru/concept/me_atr_0303.shtml.



Oil Centre Research

International, L.L.C.

Liquid-O-Ring®



Liquidon®
PROTEKT-O-COAT™
PLUS+®

Product Headquarters
for Industries
Around the Globe

Главный центр изделий для
предприятий нефтегазовой
отрасли во всем мире

Смазки для трубных замковых
соединений

Смазки для клапанов

Покрытия для труб

Средства для очистки и
удаления смазки

Смазки для канатной техники

Резьбовые смазки

Смазки для предотвращения
износа при хранении

БИОРАЗЛАГАЕМЫЕ
СИНТЕТИЧЕСКИЕ
ИЗДЕЛИЯ