

# ЛУКОЙЛ: Технологии повышения нефтеотдачи

## LUKoil: Enhanced Oil Recovery



В 2010 году началась добыча нефти на месторождении им. Ю. Корчагина в Каспийском море. Разработка месторождения будет вестись с помощью горизонтальных скважин сверхпротяженной длины – более 5 километров, что является уникальным для России проектно-технологическим решением. Путем равномерного радиального размещения скважин достигается одновременное вскрытие всех продуктивных пластов. Уникальным для России также является метод мониторинга буровых работ. Данные с систем регистрации, установленных на морской буровой, поступают по спутниковому каналу связи в режиме реального времени в Астраханский офис ЛУКОЙЛа. Таким образом, находясь на берегу, специалисты ЛУКОЙЛа имеют возможность контролировать процесс бурения в он-лайнном режиме.

В Западной Сибири внедрение инновационных технологий бурения боковых стволов из старых скважин и подбора технологий гидроразрыва пластов позволило ОАО «ЛУКОЙЛ» за семь лет увеличить добычу нефти из ачимовских отложений со 100 тыс. тонн в год до почти 1 млн. тонн и увеличить вдвое балансовые запасы.

В Пермском крае на базе современных технологий бурения и безопасной эксплуатации горизонтальных скважин с большими отходами от вертикали реализована программа вовлечения в активную разработку запасов нефти, находящихся под залежами калийно-магниевых солей уникального Верхнекамского месторождения. Это позволило вовлечь в оборот более 110 млн. тонн ранее недоступных запасов.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции промышленное применение технологий

Crude oil production from the Korchagin oil field in the Caspian Sea started in 2010. The oil field will be developed with super-long horizontal wells of over 5 km, a unique engineering design solution for Russia. The simultaneous drilling of all oil-bearing strata will be achieved through a uniform radial distribution of wells. The method of monitoring drilling operations is also unique in Russia. Data from the registration systems, installed on an offshore drilling rig, will be transferred to our Astrakhan office via a satellite communication channel in real-time. Consequently, our onshore specialists will have the opportunity of monitoring the drilling process online.

The introduction of innovative sidetracking technologies for old wells and the selection of hydraulic fracturing technologies in Western Siberia has enabled LUKOIL OJSC to increase oil production from the Achimovsky oil deposits from 100 thousand tonnes per year to almost 1 million tonnes within seven years and to double the reserves.

In the Perm Region, an industrial development programme for the oil reserves lying beneath the potassium-magnesium salt deposits of the unique Verkhnekamsk oil field has been used on the basis of modern drilling technologies and the safe operation of extended-reach horizontal wells. This has enabled over 100 million tonnes of previously unreachable reserves buried deep in the earth to be brought into production.

In the Timan-Pechora oil-and-gas province, the industrial application of heat-gravitation drainage technologies for the development of high-viscosity oil deposits has made it possible to increase the production of the oil raw-materials base by 300 million tonnes and has significantly improved the industrial and environmental safety of the production process.

термогравитационного дренирования пластов при разработке месторождений высоковязкой нефти позволило увеличить сырьевую базу нефтедобычи на 300 млн. тонн и существенно повысить промышленную и экологическую безопасность производства.

В Саудовской Аравии СП ЛУКОЙЛа и Saudi Aramco, ЛУКСАР выполнило самый глубокий в мире гидроразрыв пласта на глубине 5 500 метров. Впервые в Саудовской Аравии ЛУКСАР применил 11¾-дюймовую колонну для перекрытия зоны поглощения, использовал многопакерные компоновки для испытания скважин.

Одним из важнейших результатов деятельности Компании в сфере развития технологий является активное применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Эти методы позволяют существенно увеличить извлекаемые запасы и добычу нефти, вовлечь в промышленную разработку запасы высоковязкой нефти, запасы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений. В течение последних лет на месторождениях Группы «ЛУКОЙЛ» доля добычи нефти за счет применения различных технологий воздействия на нефтяные пласты составляет более 20% от общего объема добычи.

In Saudi Arabia, LUKAR, a JV of LUKOIL and Saudi Aramco, carried out the world's deepest hydraulic fracturing at a depth of 5,500 metres. For the first time ever in Saudi Arabia, LUKAR applied 11¾ inch columns to close off a lost circulation zone and used multi-pack assemblies for well testing.

One of the Company's most prominent achievements in the development of new technologies is its ambitious use of methods for intensifying oil production and enhanced oil recovery (EOR). These methods allow for a significant increase in recoverable reserves and oil production, and encourage the industrial production of high-viscosity/ Heavy oil reserves which are hard to recover and originate from low-permeability reservoirs at the later stages of field production. In recent years, the LUKOIL group's share of oil production, based on the use of various oil-field technologies, reached over 20% of the total volume produced. The Company applies physical, chemical, hydrodynamic and thermal methods of impact on production reservoirs.

In 2009, the Group performed 5,098 EOR operations, 300 fewer than in 2008. However, incremental ultimate recovery was higher compared with 2008. In the reporting year, incremental ultimate recovery due to the use of ORI methods accounted for 23 million tonnes, or 25% of the Company's total oil production in Russia.

## Все Ваши потребности по усовершенствованию нефтеотдачи обеспечивает один партнер



Компания TIORCO поставляет разрабатываемые под заказ химические растворы, необходимые для увеличения добычи нефти и газа на действующих месторождениях.

Опираясь на свой более, чем 30-летний опыт компания TIORCO предлагает полный пакет услуг и продуктов, обеспечивающий непревзойденные возможности по максимизации потенциала Ваших месторождений.



### Solutions

#### РЕШЕНИЯ

- Взаимодействие
- Запирание скелета породы гелями
- Повышение соответствия техническим требованиям
- Запирание воды в газовых скважинах гелями
- Высокотемпературные пластовые резервуары
- Стабилизация глин
- Усовершенствование зондирования
- Заводнение с применением поверхностно-активных веществ

### Products

#### ПРОДУКТЫ

- Полимерные гели
- Гели с коллоидальной дисперсией
- Технология BrightWater®
- Щелочные поверхностно-активные полимеры / поверхностно-активные полимеры

### Services

#### УСЛУГИ

- Лабораторный анализ
  - Фильтрационные свойства керна
  - Песчаный фильтр с тонкими трубками
- Разработка месторождений
  - Моделирование
  - Проектирование систем ППД

Для получения дополнительной информации о том, как компания TIORCO может содействовать в максимизации потенциала Ваших месторождений, связывайтесь с нами по телефону: +7 495 980 7280 или посетите наш веб-сайт: [www.tiorco.com](http://www.tiorco.com).

Компания применяет физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты.

В 2009 году Группа выполнила 5 098 операций ПНП, что на 300 операций меньше, чем в 2008 году. При этом дополнительная добыча, полученная от этих операций, превысила уровень 2008 года. В отчетном году дополнительная добыча за счет применения методов ПНП составила 23 млн т, или 25% от общей добычи нефти Компанией в России.

В 2009 году на месторождениях ЛУКОЙЛа были проведены 634 операции ГРП со средним приростом дебита нефти 9,6 т/сут. Объемы и эффективность работ по гидравлическому разрыву пласта в 2009 году сопоставимы с аналогичными показателями 2008 года. В 2009 году специалисты Компании награждены дипломом Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (Роспатент) в номинации «100 лучших изобретений России» за изобретение метода локального направленного гидроразрыва пласта нефтяного или газового месторождения. Метод используется для повышения отдачи нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и, в частности, месторождений на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью обводненности добываемой продукции и наличием застойных и тупиковых зон, добыча из которых невозможна традиционными методами.

За счет других методов ПНП (гидродинамических, тепловых, химических, интенсификации добычи нефти) было добыто 9 млн т. В 2009 году продолжилось активное внедрение химических технологий: при практически неизменном числе операций (1 357 в 2009 году, 1 324 в 2008 году) дополнительная добыча достигла 1,9 млн т (рост на 18%).

Высокоэффективным методом ПНП является также бурение вторых стволов на существующих скважинах. В отчетном году продолжилось активное бурение вторых стволов. Были пробурены 264 скважины со вторыми стволами (260 годом ранее) со средним приростом дебита 16,8 т/сут. В 2009 году Компания сохранила объемы работ по бурению вторых стволов на уровне предыдущего года, несмотря на общее снижение инвестиционной программы. Следует отметить, что бурение вторых стволов применяется с целью доизвлечения остаточных запасов в основном на бездействующем фонде скважин месторождений, длительное время находящихся в разработке, характеризующихся значительной степенью выработки активных запасов и высокой обводненностью добываемой продукции.

In 2009, 634 EOR operations with an average yield increase of 9.6 t/d were performed in LUKOIL's oil fields. Volumes and operational efficiency on hydraulic fracturing in 2009 are comparable to the corresponding figures in 2008.

In 2009, some of the Company's specialists were awarded the Diploma of Federal Authorities on Intellectual Property, Patents and Trade Marks (RUSPATENT) for the nomination "100 Best Russian Inventions" for inventing the method of Local Directional Hydraulic Fracturing of Oil or Gas Deposits. This method is used to improve the production output of oil, gas and gas condensate fields, in particular at the later stage of well development, which is characterised by a high water cut level and the presence of stagnant and blind zones, making oil extraction impossible by conventional methods. 9 million tonnes of oil were produced owing to the use of other EOR methods, such as hydrodynamic, thermal and chemical techniques and well stimulation. In 2009, the ambitious introduction of chemical technologies continued, which allowed for the achievement of an incremental ultimate recovery of 1.9 million tonnes (an increase of 18%), while the number of operations remained practically the same: 1,357 in 2009 and 1,324 in 2008.

Sidetracking on existing wells is another highly efficient EOR method. In the reporting year, active sidetracking continued. There were 264 sidetracked wells (vs. 260 a year earlier) with an average yield increase of 16.8 t/d. In 2009, the Company retained sidetracking scopes at the level of the previous year despite a general cutback in the investment programme. It is worth mentioning that sidetracking is used with the aim of recovering remaining reserves, mainly from the stock of inactive wells which have been in development for long periods and are characterised by highly depleted active reserves and a high water content in the recovered oil.

To increase the efficiency of oil production, a method of extended reach drilling is used, which provides for a production growth of 1.5 – 2 times. In 2009, a new 91st lateral well was put into operation with an average yield of 78.2 t/d, which is twice as high as the yield of conventional wells.

The Company ambitiously develops and applies new technologies for the production of high-viscosity oils. The latest domestic experience in the development of high-viscosity oil reserves was gained in the Republic of Komi, where LUKOIL developed the Jaregsky and Usinsky fields with initial geological heavy oil reserves of over 1 billion tonnes, according to the Russian classification. Thermal methods of EOR are used in both fields and the production rate is over 2.2 million tonnes per year, which comprises two thirds of the total heavy oil yield in Russia. The permo-carboniferous deposits of the Usinsky field are developed using thermal steam and cyclical steam pattern drive technologies. In recent years, successful work on improving





## Мы постоянно совершенствуем наши системы геологического сопровождения бурения, чтобы повышение нефтеотдачи стало реальностью

Мы в компании «Бейкер Хьюз» понимаем, насколько важно точно определить идеальное расположение скважины, максимизирующее нефтеотдачу. Мы также знаем, насколько трудной может оказаться эта задача, особенно когда бурение осуществляется в условиях геологической неопределенности.

Поэтому мы предлагаем целую гамму геонавигационных технологий для решения Ваших уникальных задач. Прибор глубокого азимутального измерения сопротивления AziTrak™ дает обзор внутри скважины на 360°. При этом наша служба Геологического Сопровождения Бурения совместно с нашими центрами BEACON использует эти и другие данные, поступающие в реальном времени, для того, чтобы помочь Вам принимать быстрые и точные решения о проводке ствола скважины. Это лишь малая часть технологий «Бейкер Хьюз», доступных Вам для максимизации нефтеотдачи.

Чтобы узнать обо всех доступных способах повышения нефтеотдачи, свяжитесь с представителем «Бейкер Хьюз» или зайдите на сайт [www.bakerhughes.com/maxrecovery](http://www.bakerhughes.com/maxrecovery). А мы воплотим в жизнь Ваши планы по увеличению добычи.

[www.bakerhughes.com/maxrecovery](http://www.bakerhughes.com/maxrecovery)

Для увеличения эффективности добычи нефти применяется бурение горизонтальных скважин, обеспечивающих рост продуктивности в 1,5–2 раза. В 2009 году в эксплуатацию была введена 91 новая горизонтальная скважина средним дебитом 78,2 т/сут (в два раза выше, чем у обычных скважин).

Компания динамично разрабатывает и использует новые технологии добычи высоковязких нефтей. Наибольший отечественный опыт освоения запасов высоковязких нефтей накоплен в Республике Коми, где ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет разработку Ярегского и Усинского месторождений с начальными геологическими запасами тяжелых нефтей свыше 1 млрд т по российской классификации. На обоих месторождениях применяются термические методы увеличения нефтеотдачи пласта и добывается более 2,2 млн т/год, что составляет около двух третей от объема добычи тяжелых нефтей в России.

Пермокарбонная залежь Усинского месторождения разрабатывается по технологиям площадного паротеплового воздействия и пароциклического воздействия на пласт. В последние годы успешно проводятся работы по повышению эффективности применения термических технологий в системе вертикальных скважин (продолжается освоение технологии комбинированных пароциклических обработок (ПЦО) и начаты опытные работы по интенсификации притока нефти за счет совместной закачки теплоносителя и нефтевытесняющей композиции). Ведется внедрение новых термических технологий – технологии паротеплового воздействия на пласт в системе горизонтальных скважин; технологии перпендикулярного термогравитационного дренирования пласта; технологий ПЦО горизонтальной скважины, вертикальных скважин с радиальными отводами и всего продуктивного разреза; технологий вытеснения нефти паром.

Ярегское месторождение разрабатывается по термошахтной технологии. Поверхностная добыча находится на стадии опытно-промышленных работ. Для организации эффективной поверхностной добычи нефти на опытном участке Ярегского месторождения в 2009 году проведены работы по технологии термогравитационного дренирования пласта. В 2010 году начинаются работы с применением нагнетательных и добывающих горизонтальных скважин. Закачка пара планируется с 2011 года.

Несколько лет назад специалисты ЛУКОЙЛа разработали новый реагент, РИТИН-10, для повышения нефтеотдачи неоднородных терригенных и карбонатных заводненных пластов в условиях предельной обводненности на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений. За 8 лет применения

efficiency in the application of thermal technologies in the system of vertical wells continued. Furthermore, the development of combined steam cycle treatment (SCT) technologies continues and the development of well stimulation using the simultaneous injection of a heat transfer medium. The displacement of oil composition started with the introduction of new thermal technologies, such as thermal steam technologies, into the system of lateral wells, perpendicular thermal gravity drainage technologies, EOR technologies for lateral wells, straight wells with radial bends, the whole production section and steam oil displacement technologies.

The Jaregs field is developed on the basis of thermal mining technology. Surface production is at the pilot production stage. In 2009, operations based on thermal gravity drainage technology were carried out for the purpose of organising the efficient surface production of oil on the Jaregsky field's pilot site. In 2010, work will start on injection and lateral well production. Steam injection is planned as from 2011.

Several years ago, one of LUKOIL's specialists developed a new reacting substance, RITIN-10, to improve the oil production rate of non-uniform terrigenous carbonaceous flooded deposits in the extreme water cut conditions at the late stages of oil field development. 1,002 wells were processed in 8 years, resulting in an additional yield of 1,300 tonnes of oil. The average operational benefit comes to 1,296 tonnes per well, and in some cases reaches 5,500 tonnes of additionally produced oil with an average return on investment time of between several weeks and three months. Various modifications of the reacting substance RITIN-10 were developed for repair and insulation operations, and to improve oil production. A project for the marketing of this reacting substance includes the establishment of a joint venture for large capacity production and of a service infrastructure for customer support.

обработано 1002 скважины, дополнительно получено 1300 тыс. тонн нефти. Средний технологический эффект составляет 1296 тонн на скважино-операцию, а в отдельных случаях достигает 5500 тонн дополнительно добытой нефти при среднем сроке окупаемости затрат от несколько недель до 3-х месяцев.

Для повышения нефтеотдачи пластов и проведения ремонтно-изоляционных работ созданы различные модификации реагента РИТИН-10. Проект по коммерциализации этого реагента включает создание совместного предприятия по организации крупнотоннажного производства и сервисной инфраструктуры по применению.