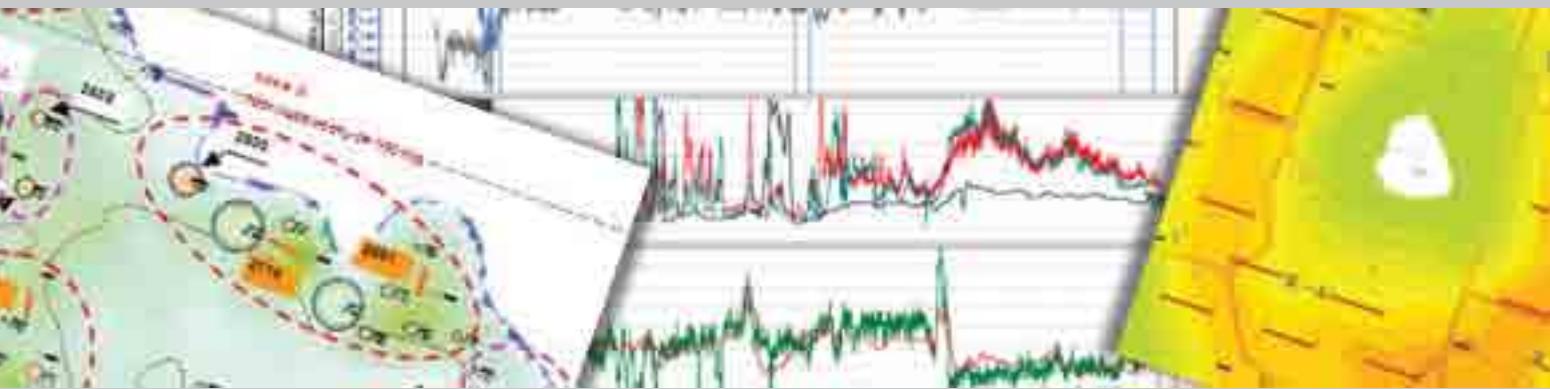


Информационные технологии при планировании и мониторинге эксплуатационного бурения на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»



Rosneft: The Model for Drilling Success



К.В. Кудашов, Р.А. Малахов (ОАО «НК «Роснефть»)

K.V.Kudashov, R.A. Malakhov, Rosneft Oil Company

Введение

В 2010 г. НК «Роснефть» заняла 1 место среди российских и 4 место среди публичных международных нефтяных компаний по добыче нефти (рис. 1). Поддерживать и наращивать высокие уровни добычи невозможно без увеличения объемов бурения новых скважин и боковых стволов. Данные мероприятия вносят существенный вклад (более 10 %) в годовую добычу нефти компании.

Кроме того, ОАО «НК «Роснефть» – лидер по эффективности бурения новых скважин среди отечественных компаний (рис. 2). В 2010 г. дебит новых скважин ОАО «НК «Роснефть» в 2 раза превысил средний показатель по России. Этому способствуют:

- » качество запасов
- » постоянное совершенствование технологий заканчивания скважин
- » широкое применение геолого-технологических моделей при планировании
- » собственные методологические и программные разработки.

Статья подготовлена по докладу, сделанному на IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти» (26-28 апреля 2011 г., г. Уфа).

Introduction

In 2010, Rosneft was the fourth largest oil producer in the world, and the largest producer in Russia (Fig. 1). It is impossible to increase and maintain this position and continue to produce high production levels without increasing the volume of wells drilled and sidetracked. Production from these activities makes up over 10% of Rosneft's annual oil production.

Rosneft is also the leading Russian company for drilling efficiency in new wells (Fig. 2). In 2010, production from Rosneft's new wells was double the total national average. This is supported by:

- » Reserves quality
- » Continuous improvements in well completion technologies
- » Broad applications of geological and technological model planning
- » Proprietary methodological and program developments.

Software Solutions

Any oil and gas company's drilling program is based on the approved design solutions which are updated as each new well is drilled in every field. When preparing the well design documents, Rosneft uses a broad range of specialized software, both commercial and proprietary. In particular, software packages of geological (Schlumberger Petrel,

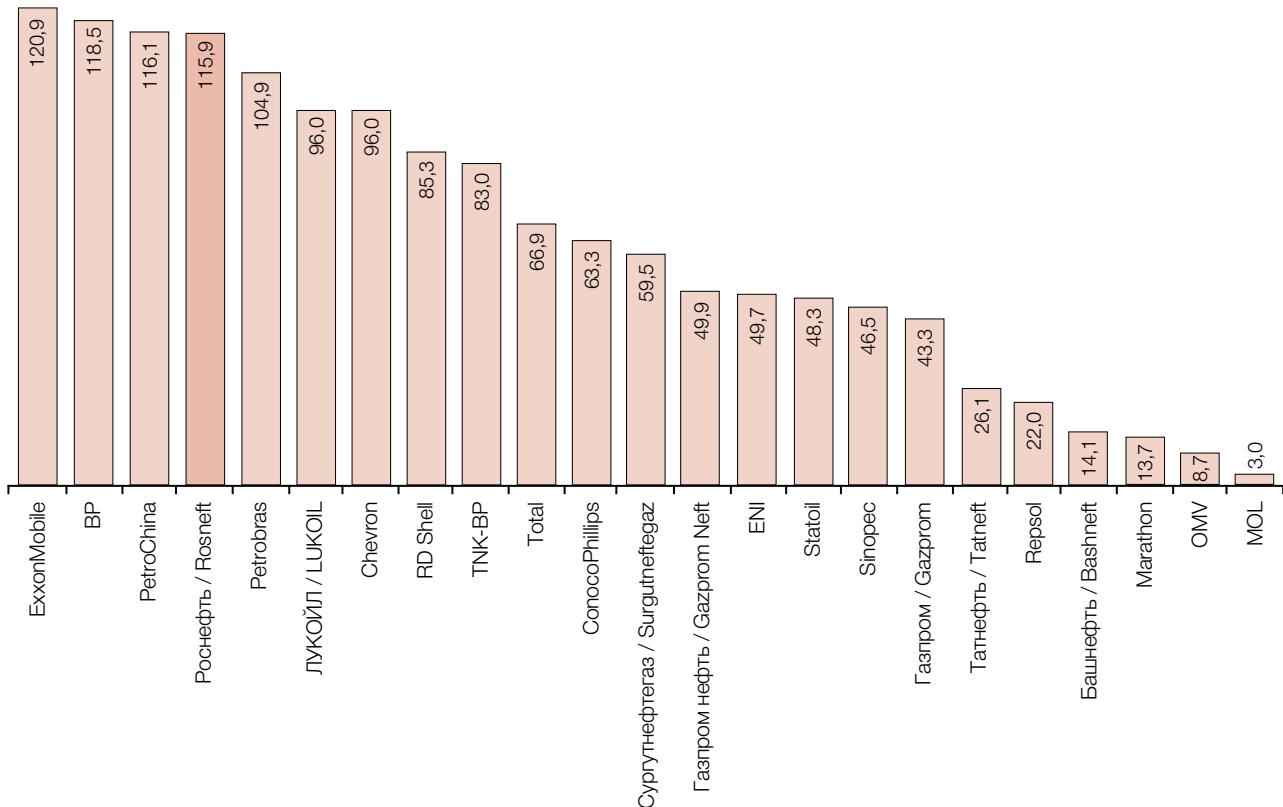


Рис. 1 Добыча нефти публичных нефтяных компаний мира в 2010 г., млн. т:
Источник: отчеты компаний за 2010 г. по US GAAP
Fig. 1 Oil production for public companies in the world in 2010, mln. t:
Source: companies' reports for 2010 by US GAAP

Обзор используемого программного обеспечения
Основой программы бурения любой нефтегазовой компании являются утвержденные проектные решения, которые уточняются по мере бурения новых скважин на каждом месторождении. При подготовке проектных документов в ОАО «НК «Роснефть» применяется широкий спектр специализированного программного обеспечения как коммерческого, так и собственной разработки, в частности пакеты геологического (Schlumberger Petrel, IRAP RMS), гидродинамического (Schlumberger Eclipse, CMG STARS) моделирования и др.

Учет результатов реализации программы бурения и других мероприятий, выполненных на месторождениях компании за предыдущий год, приводит к необходимости ежегодного уточнения рейтинга объектов эксплуатационного бурения, на основе которого готовится пятилетняя программа бурения. Последняя является составной частью бизнес-плана компании и ее дочерних обществ. При уточнении рейтинга важно учитывать все геолого-промышленные данные и их самые последние изменения. Для решения этой задачи при подготовке

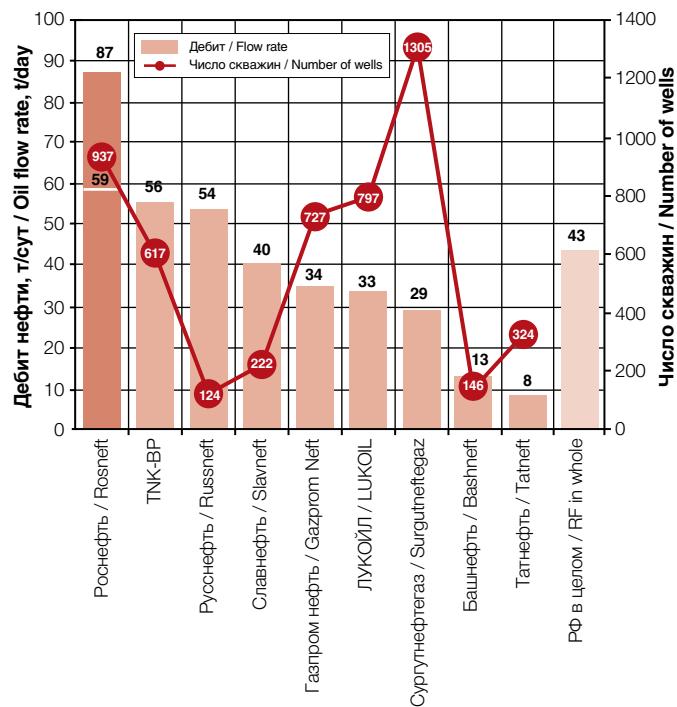


Рис. 2 Дебит нефти и число новых скважин в 2010 г. по российским компаниям (*данные по ОАО «НК «Роснефть» без учета Ванкора)
Fig. 2 Oil production and amount of new wells in 2010 for Russian companies (*data for Rosneft Oil Company does not include data for the Vankor field)

программы бурения и зарезки боковых стволов (ЗБС) геологические службы используют программный комплекс «Геология и Добыча» (ПК «ГИД») разработки ООО «РН-УфаНИПИнефть», имеющий разнообразный функционал в части хранения, обработки и визуализации данных, а также модули аналитических расчетов.

Дальнейшая реализация программы бурения и ЗБС подразумевает постоянный мониторинг и внесение при необходимости корректировок. На этапе реализации службы, отвечающие за геологическое сопровождение бурения, в дополнение к ПК «Гид» применяют технологическую информационную систему (ТИС) «Добыча», разработанную в компании и представляющую собой самый оперативный источник данных.

В итоге весь массив геолого-геофизической информации, накопленной в ходе выполнения программы бурения и ЗБС, используется для уточнения геологических и гидродинамических моделей при обновлении проектных документов. Концептуальная схема реализации программы бурения ОАО «НК «Роснефть» показана на рис. 3.

С целью снижения капитальных вложений в создание качественного нефтегазодобывающего фонда скважин, единого информационного пространства

IRAP RMS) and hydrodynamic (Schlumberger Eclipse, CMG STARS) modeling.

After analyzing the field drilling results for the previous year, we have prepared a 5 year drilling program which is part of a key business plan for Rosneft and its subsidiaries. During such an update, it is important to include all geological and production data and their latest modifications. In order to resolve this challenge, when preparing a drilling and sidetracking program, our geological departments use “Geology & Production software” (G&P) solutions developed by the RN-UfaNIPIneft R&D institute with diverse functionalities in data storage, processing and visualization, and modules for analytical calculations.

When further drilling and sidetracking programs are implemented, continuous monitoring and adjustments are required. At the implementation stage, the departments responsible for drilling support use, in addition to our “G&P” software, the “Production Technological Information System” (TIS) developed by the company, which uses the most up-to-date data sources available.

As a result, the entire array of geological and geophysical data accumulated during the previous drilling and side-tracking programs is used within the geological and hydrodynamic simulations used to design the future drilling programs.

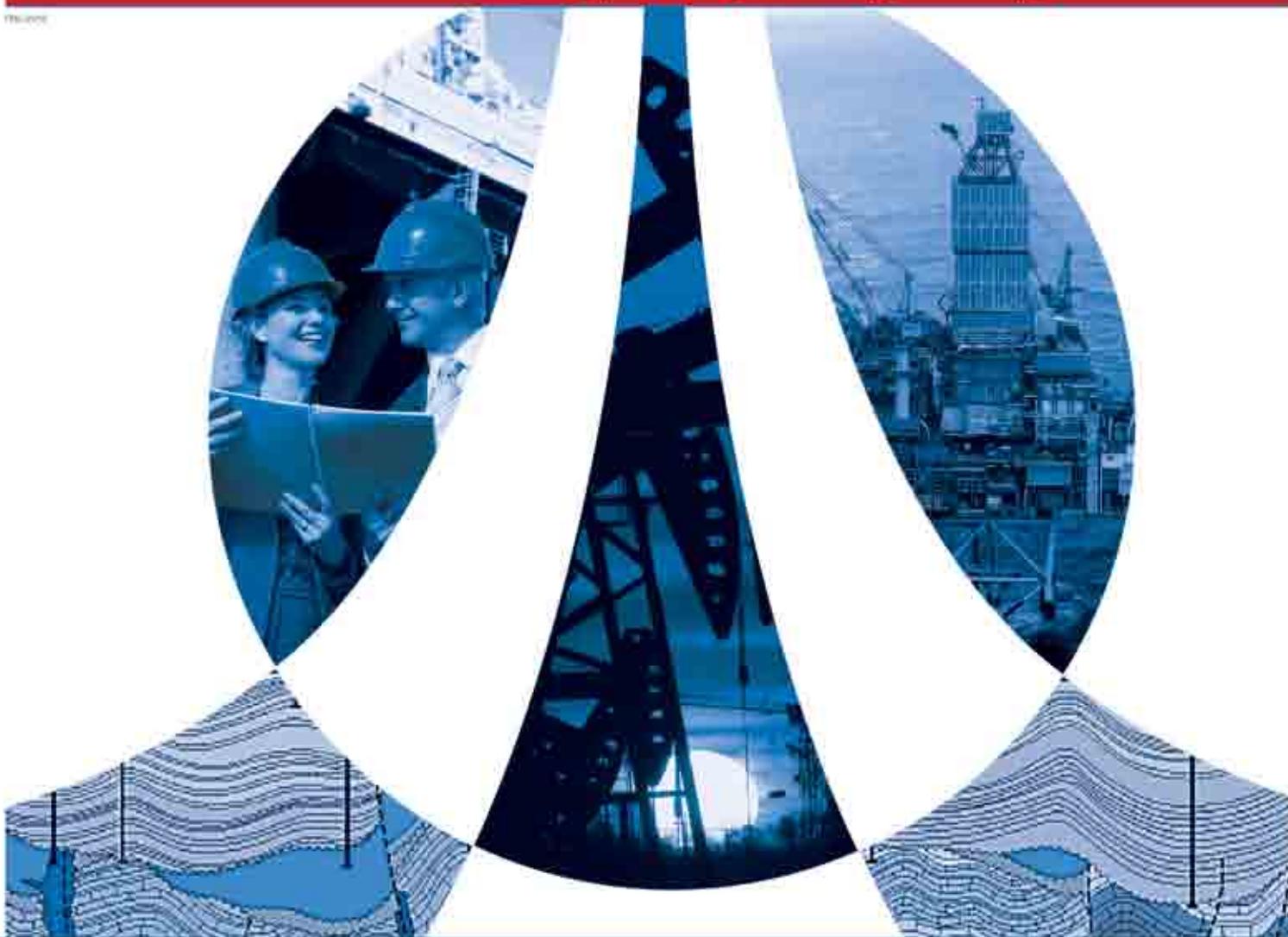
Figure 3 shows how the concept was implemented at Rosneft.



Рис. 3 Концептуальная схема реализации программы бурения НК «Роснефть»

Fig. 3 Concept chart of drilling program implementation in Rosneft

Главное событие года по разведке и добыче



РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ

www.russianoilgas.com

**Бронируйте лучшие стенды на Выставке -
присоединяйтесь к ведущим компаниям отрасли!
Информация обновляется ежедневно www.russianoilgas.com**

■ Выберите спонсорский пакет и получите максимальный эффект от участия в Выставке

■ Используйте выгодные условия участия в «Инкубаторе Технологий» (подробности упомянуты в проекте)

■ В ближайшее время будет опубликована программа конференции и открыта он-лайн регистрация

КОНТАКТЫ:

Кузнецова Ирина,
директор выставки
т. +7(495) 937 68 61*152
e: irina.kuznetsova@neftgazexpo.ru

Наталья Яценко,
менеджер проекта
т. +44(0) 208 910 7194
e: natalya.yatsenko@neftgazexpo.co.uk

СПОНСОРЫ 2012:

Платиновые спонсоры

Schlumberger

TNK-BP

Shell

Weatherford

BAKER HUGHES

Спонсоры:

Организатор:

Фонд «Молодые лидеры в Мире»
Юбилейный Фонд

для контроля и управления процессами строительства скважин в ОАО «НК «Роснефть» разработана корпоративная информационная система «Контроль и управление строительством скважин» (КиУСС). Основными ее элементами являются информационный блок «Удаленный мониторинг бурения» (УМБ), программные комплексы, обеспечивающие обработку поступающей из УМБ информации, и база данных строительства скважин как интегрирующее звено всех элементов информационной системы. При этом УМБ обеспечивает передачу геологических и технологических параметров, регистрируемых в процессе строительства скважин, в режиме реального времени.

Следует отметить, что в ОАО «НК «Роснефть» в 2007 г. впервые в отечественном нефтегазовом секторе разработано программное обеспечение «Горизонт» для геологического сопровождения бурения (геонавигации) горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС). Уникальность данной разработки заключалась в отсутствии на рынке коммерческого программного обеспечения, позволяющего решать задачу эффективной проводки горизонтальных стволов по продуктивным пластам. До недавнего времени эта задача решалась в основном с помощью сервиса, предоставляемого крупными нефтесервисными компаниями.

Геонавигация при бурении горизонтальных скважин и боковых стволов

Основная цель геонавигации или геологического сопровождения бурения ГС и БГС – достижение максимальной эффективной длины горизонтального ствола скважины $L_{\text{эфф}}$ путем его размещения в наиболее продуктивной нефтенасыщенной части пласта с учетом геологических особенностей и технических ограничений. В результате обеспечиваются наиболее полная выработка извлекаемых запасов нефти рассматриваемого объекта разработки и максимальная продуктивность скважины.

Эффективная длина горизонтального ствола – это суммарная длина участков ствола, вскрывших коллектор по результатам интерпретации данных каротажа. В этом случае эффективность проводки скважины (бокового ствола) оценивается как отношение $L_{\text{эфф}}/L_{\text{общ}}$ ($L_{\text{общ}}$ – общая длина горизонтального ствола – длина от башмака эксплуатационной колонны (или цементировочной муфты хвостовика) до забоя).

Для достижения максимальной эффективности проводки необходимо учитывать факторы, которые можно разделить на две группы.

Rosneft has also developed the “Well Construction Control and Management” system (WCCM) with the purpose of reducing capital expenditure on high quality wells, and to provide a unified system for well construction, control and management. One of the main elements of this package is the Drilling Remote Monitoring (DRM) system, a set of data collection software that ensures the correct data processing and well construction database, which integrates all the system elements (modules). At the same time DRM ensures the real-time transfer of geological and technical parameters, collected in the wells’ construction process.

It should be noted that this was the first instance that such a solution was used in Russia, when Rosneft developed the Horizon software package for geosteering (geological support) of horizontal wells (HW) and sidetracks (HS) drilling in 2007. This software was unique because no commercial software in the market, at that time, solved the problem of targeting and drilling into the pay zone. Until recently this task had only been solved with help provided by the major service companies.

Geosteering of horizontal wells and side-tracking

The primary objective of geosteering and side tracking is to achieve the maximum well bore profile targeting the most productive zone of the formation, accounting for geological peculiarities and technical limitations. As a result the maximum possible production of recoverable oil reserves, at a maximum production rate, will be ensured.

A horizontal section of well bore’s effective length is the total length of the well bore that has contact with the reservoir based on the logging results. In this case the efficiency of well (sidetrack) geosteering is estimated as a ratio - $L_{\text{eff}}/L_{\text{tot}}$ - is the total length of a horizontal leg over the length from production casing seat (or liner cement collar) to the bottom hole.

In order to achieve maximum efficiency one should account for the following factors, which may be divided into two groups.

- 1. Geological features of formations in the drilling area:**
 - » formation discontinuity and non-uniformity of its properties related to area and cross-section
 - » uncertainty of gas/water and oil/water contact positions
 - » recovery of reserves and phase displacement
 - » initial and current formation pressure.

- 2. Technical limitations applied to a specific well:**
 - » maximum wellbore inclination
 - » maximum possible total depth of a well
 - » the effects of drilling fluids on the formation
 - » possible failures, breaks and wearing of the drilling equipment, tools and instruments affecting directional accuracy and control.

Successful (from geological and technical viewpoints) construction of a horizontal wellbore is only possible when

- 1. Геологические особенности пласта в зоне бурения скважины:**
 - » непрерывность пласта и неоднородность его свойств по площади и разрезу
 - » неопределенность положения газо- и водонефтяного контактов
 - » выработка запасов и продвижение фронта вытеснения
 - » начальное и текущее пластовые давления.

- 2. Технические ограничения в условиях конкретной скважины:**
 - » предельно допустимая интенсивность искривления ствола скважины
 - » максимально возможная глубина забоя скважины
 - » влияние бурового раствора на состояние призабойной зоны пласта
 - » возможные поломки, отказы и износ бурового оборудования, инструмента и приборов, влияющие на точность проводки и возможность управления траекторией скважины.

Успешное с геологической и технической точек зрения строительство горизонтального ствола возможно только при выполнении следующих условий:

- » наличие четко выстроенной системы взаимодействия заинтересованных служб и схемы принятия решений
- » прогноз характера залегания пласта на основе

the following conditions are met:

- » availability of a strictly developed interaction system for the departments involved, and a clear decision making plan
- » bedding prediction using the uncertainty analysis prior to and in the process of HW drilling
- » consideration of geological irregularities and technical limitations for each field.

Horizon - the primary geosteering tool

The efficient horizontal wellbore geosteering is primarily influenced by two geometric factors:

- » uncertainty of the reservoir's position between the wells
- » uncertainty of the wellbore's measurements during drilling

The actual configuration of the formation may differ significantly from the existing idea of the formations structure even when detailed 3D geological models are available. There may be several reasons for this: deviations in the wellbore inclination measurements, extension or compression of the logging curves resulting from the configuration of intersecting formations or inaccuracies in the correlations of the borehole profile.

For low-angle wells, the inclination angle, if throughout the entire length of the well it does not exceed 90°, a regular correlation method may be used to identify the current position of the bottom hole in the profile.



Самый передовой многофункциональный калибратор DPI 620 и DPI620IS



- Модульное построение калибровочной системы
- Измерение и генерация: мА, мВ, В, Ω, Гц, температура и давление
- Искробезопасное исполнение
- Встроенный HART-коммуникатор



Датчик давления PTX 661 Hammer Union был разработан специально для использования в суровых климатических условиях при разработке как морских, так и континентальных скважин, устойчив к механическому воздействию и сильной вибрации.

- Диапазон измерений 35МПа, 70МПа, 100 МПа
- Погрешность измерений $\pm 0,1\%$ ВПИ
- Искробезопасное исполнение
- Время отклика 0,5мс (5 кГц)
- Исполнение IP68
- Ремонтируемый датчик давления
- Рабочая температура -40°C...+110°C

анализа всех неопределенностей до начала и в процессе бурения ГС

- » учет геологических особенностей каждого объекта разработки и технических ограничений.

«Горизонт» – основной инструмент для геонавигации

Основное влияние на эффективность проводки горизонтального ствола скважины оказывают два геометрических фактора:

- » неопределенность залегания пласта в межскважинном пространстве.
- » неопределенность замеров траектории ствола скважины при бурении.

Геометрия кровли пласта в реальности может значительно отличаться от текущего представления о строении пласта даже при наличии детальной трехмерной геологической модели. Это может быть обусловлено несколькими причинами: погрешностью замеров инклинометрии скважин, растяжением или сжатием кривых каротажа в результате геометрии пластопересечений, неточностью корреляции разреза.

Для пологих скважин, зенитный угол которых на всем протяжении ствола не превышает 90°, допускается использование обычного способа корреляции пластов для определения текущего местонахождения забоя скважины в разрезе. При геологическом сопровождении бурения ГС и БГС с момента, как только произошел первый перегиб горизонтального участка с увеличением зенитного угла более 90°, использования обычной методики внутривыработки корреляции разреза по вертикали недостаточно.

При бурении наклонно направленных скважин погрешность замеров инклинометрии 3-5 м по вертикали практически не влияет на принятие решения о вскрытии того или иного интервала пласта и, следовательно, на выработку запасов и контроль разработки пласта. При бурении ГС, особенно в пластах небольшой эффективной толщины и в зонах повышенной неоднородности, ошибка замера инклинометрии 1-2 м по вертикали может отрицательно повлиять на эффективность вскрытия целевой части разреза горизонтальным стволом и, следовательно, на выработку запасов.

Неопределенность замеров инклинометрии связана с:

- » погрешностью измерений зенитного и азимутального углов (точностью прибора);
- » погрешностью измерений глубины (мера труб);
- » неточностью привязки к северу.

Указанные погрешности возникают вследствие намагничивания труб и магнитного окружения, дрифта гироскопа, зависящего от вращения Земли и широты, влияния положения прибора в скважине. Для устранения неопределенностей, обусловленных

In the case of geosteering of HW and HS drilling, when the inclination angle exceeds 90°, it is not sufficient to apply a regular vertical layer-by-layer correlation.

When drilling directional wells, vertical incline deviations of 3-5m do not really influence the decision on whether to open up certain formation intervals and consequently, on reserve recovery and management. During HW drilling, especially in the areas with small net pay and in the zones of increased non-uniformity, a 1-2m vertical mistake in inclination measurements may adversely affect the way the target section is opened up with the horizontal leg and, consequently, will affect ultimate reserve recovery.

The uncertainty in the inclination measurements are related to:

- » deviations of inclination and horizontal angles measurements (instrument accuracy)
- » deviations of depth measurements (pipes tally)
- » inaccurate north reference.

These deviations arise as a result of magnetized pipes and an overall magnetic environment, gyroscope drifting which depends on the Earth rotation and latitude, and the influence of the tool position in the wellbore.

In order to eliminate uncertainties related to the geometry of the formation and inclination measurements, one has to use methods that allow you to identify the current bottom-hole location related to the target formation, i.e. the intrawell correlation requires taking into account the formation dip and wellbore inclination.

Currently, during real-time geosteering, the most efficient method is a 2D synthetic seismic model (2D SSM) implemented by the “Horizon” software. This method is based on the creation of synthetic geophysical log along a side track, and its set up for actual logging recorded during drilling by matching the target formation dip and top relative to the horizontal wellbore. Therefore, the problem of identifying the sidetrack position in the profile, based on actual logging and inclination measurement is resolved.

Main assumptions of 2D SSM method:

- » 2D task is solved, i.e. it is assumed that a target formation is laterally continuous and homogenous
- » The logging data of the pilot or neighboring wells is used while it was recorded, without adjustment to the geometry of the formation intersection with the target interval
- » The measurements of the horizontal leg inclination are assumed to be correct and all calculations are made based on the interpretation of inclination measuring as presented by contractor
- » The apparent dip of the formation position in terms of the direction of drilling is to be identified.

геометрией пласта и замерами инклинометрии, необходимо использовать методы, позволяющие определить текущее местоположение забоя скважины относительно разреза пласта, т.е. необходимо проводить внутрипластовую корреляцию с учетом геометрии пересечения ствола скважины и структуры пласта.

В настоящее время при геонавигации в режиме реального времени наиболее эффективным является метод двухмерного синтетического каротажа (ДСК), реализованный в ПО «Горизонт». Данный метод основан на создании синтетического каротажа вдоль горизонтального ствола и его настройке на фактический каротаж, записанный при бурении, путем подбора положения кровли пласта и всего геологического разреза (абсолютная глубина и угол залегания) относительно горизонтального ствола. Таким образом, решается обратная задача по определению положения горизонтального ствола в разрезе на основе фактического каротажа и инклинометрии.

Основные допущения метода ДСК:

- » решается двухмерная задача, т.е. разрез пласта выдержан по латерали и не изменяется
- » каротаж пилотного ствола или соседней скважины используется в том виде, в котором он записан, без корректировки на геометрию пластопересечения с целевым интервалом
- » инклинометрия горизонтального ствола скважины принимается за истинную, все расчеты ведутся исходя из интерпретации замеров инклинометрии, предоставленной подрядчиком
- » определяется кажущийся угол залегания пласта в направлении бурения горизонтального ствола.

Задачей геонавигации в целом и метода ДСК в частности не является точная геометризация целевого пласта. Главная цель – определить относительное положение кровли (и всего разреза) по отношению к стволу ГС (БГС) на основе данных замеров инклинометрии и каротажа горизонтального ствола и опорной скважины (пилотного ствола) с учетом описанных допущений.

Главным преимуществом ПО «Горизонт», реализующего данный подход, является возможность оперативно принимать решения по корректировке траектории в процессе бурения при минимуме исходных данных.

Заключение

Объемы бурения новых скважин и боковых стволов на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» с 2006 по 2010 г. увеличились соответственно более чем в 2 и 7 раз, многократно возросло число горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов (в 2005 г. пробурена одна горизонтальная скважина, в 2010 г. – 176).

The task of geosteering, and the 2D SSM method in particular, is not an accurate determination of the target formation geometry. The main objective is to identify the relative position of the formation in relation to the HW (HS) based on the inclination data, the logging results and the data produced from the pilot or surrounding wells, all accounting for the above assumptions.

The primary advantage of implementing the “Horizon” software in this approach is the ability to make real time decisions on trajectory adjustment during drilling, with minimum source data being available.

Conclusion

The number of new wells and sidetracks, drilled at Rosneft's fields in 2006-2010, had increased by more than a factor of 2 and 7 respectively. The number of horizontal wells and side tracked wells increased significantly (in 2005 one horizontal well was drilled, in 2010 – 176 wells were drilled).

Considering the constantly increasing and changing scope of drilling, the efficient implementation of new technologies, while ensuring the high reliability of the drilling program is impossible without the latest IT technologies. In order to solve this, and other operational tasks, the company pays a lot of attention to the research and development of specialized IT systems. Currently, Rosneft uses modern software and information systems, including those of its own development, in the process of drilling program planning, implementation and monitoring.

The article was published in the Rosneft Scientific and Technical Newsletter (nauchno-technicheskiy Vestnik OAO “NK “Rosneft”) No.2, 2011, pp.16-19; ISSN 2074-2339. Printed with permission from the Editorial Board.

В условиях постоянно увеличивающихся объемов бурения эффективное внедрение новых технологий и обеспечение высокой надежности программы бурения невозможны без применения информационных технологий. Для решения этой и других производственных задач в компании большое внимание уделяется созданию и развитию специализированных информационных систем. В настоящее время ОАО «НК «Роснефть» в процессе планирования, реализации и мониторинга программы бурения использует современное программное обеспечение и информационные системы, в том числе собственной разработки.

Статья была опубликована в научно-техническом вестнике ОАО “НК “Роснефть”, №2, 2011, стр. 16-19; ISSN 2074-2339. Перепечатано с разрешения Редакционной коллегии.