

# Нефть. Газ. НОВАЦИИ

научно-технический журнал

ISSN 2077-5423

№10/2012

главная тема номера:

«Интеллектуальное  
месторождение»



Журнал выходит при поддержке:



Министерство  
энергетики  
Российской Федерации



Федеральный научный центр  
технической физики



Федеральный научный центр  
прогноза ресурсов



Федеральный научный центр  
геологии и геофизики

УДК 622.276:681.518

## Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа

Resources and Innovation Model and the Solution of Acute Oil  
and Gas Field Development Problems

**А.Н. Дмитриевский,**  
академик РАН  
**Н.А. Еремин**  
/ИПНГ РАН/

A.N. Dmitrievsky,  
academician RAS,  
N.A. Eremin  
(IPNG RAS)

**Ключевые слова:** ресурсно-инновационная модель нефтегазового месторождения, углеводородные ресурсы, скважина третьего поколения, морская нефтегазодобыча.

**Key words:** resources and innovation model of oil/gas field, hydrocarbon resources, wells of third generation, off-shore oil and gas production.

Рассмотрены основы создания ресурсно-инновационной модели нефтегазового месторождения в режиме реального времени и будущего поколения "умных" месторождений и скважин. В ИПНГ РАН разрабатывается технологическая платформа "Ресурсно-инновационная модель нефтегазового месторождения реального времени", в рамках которой прорабатывается системный подход к внедрению отечественных и зарубежных высоких технологий в нефтегазовую промышленность. В статье выявлены основные тренды в создании "умных" месторождений и скважин двух поколений и спрогнозированы базовые характеристики "умных" месторождений и скважин третьего поколения. Приведены ключевые инновационные технологии, которые легли в основу методов создания "умных" месторождений первого и второго поколения.

The author considers the basics in arranging the resource-innovative model of the oil/gas field in real time mode and the future generation of smart fields and smart wells. The Company designs the "Resource-Innovative Model of Oil/Gas Field in Real-Time mode" process platform within the frames of which they design the system approach in applying the Russian and Western high-techs for the oil and gas industry. The paper discloses the major trends in creating smart fields and smart well of two generations and predicts the basic parameters for the smart fields and smart wells of the third generation. It also presents the major innovative procedures, that has formed the basis of smart fields belonging to first and second generation.

Современная НТР (Hi-End) осуществляется в области освоения углеводородных богатств Мирового океана. По масштабности и значимости она не уступает НТР в период освоения космоса в конце 1950-х годов. **Табл. 1** отражает синергию освоения богатств Мирового океана и

покорения космоса (по [1] и ESAworkshoponinnovationandtechnologywithinspaceexploration, 2010). НТР 2010-х годов определит долгосрочный тренд развития нефтегазовой отрасли и обеспечит перевод нефтегазовой промышленности на новый технологический уровень.

Наиболее успешные инновационные решения в области морской технологии и техники добычи УВ широко внедряются и на континентальных месторождениях нефти и газа. Обобщение последних научно-технических достижений в области морской нефтегазодобычи позволяет сформулировать генеральное направление инновационного развития нефтегазовой отрасли на ближайшую перспективу, а именно перевод ее на режим управления в реальном времени.

В ИПНГ РАН под руководством академика Дмитриевского разрабатывается технологическая платформа «Ресурсно-инновационная модель нефтегазового месторождения реального времени», в рамках которой прорабатывается системный подход к внедрению отечественных и зарубежных высоких технологий в нефтегазовую промышленность. Технологическая платформа «Ресурсно-инновационная модель нефтегазового месторождения реального времени» создается в соответствии с решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 3 августа 2010 г. Реализация данной технологической платформы создаст необходимый научно-технический базис для модернизации нефтегазовой отрасли экономики и прогресса во всех областях добычи и подготовки нефти и газа.

Россия – вторая страна в мире после США, обладающая собственной стратегической линейкой в области создания интегрированных систем управления нефтегазодобывающими комплексами в режиме реального времени. Составными элементами стратегической линейки являются: «умные» месторождения и скважины, собственная группировка спутников ГЛОНАСС, оптоволоконные технологии сбора и передачи информации, высокопроизводительные вычислительные комплексы, безлюдные системы управления сложными объектами (космические корабли, «Буран» и т.д.).

На первом иерархическом уровне управления нефтегазовыми месторождениями в режиме реального времени (РРВ) находится система сенсорных датчиков на основе оптоволоконных технологий от забоев скважин, системы сбора и подготовки газа, межпромыслового транспорта. На втором уровне выполняется анализ геолого-промысловых метаданных; на третьем производится оптимизация операций на промысле и на четвертом (в случае необходимости) может быть принято решение о трансформации технологической цепочки добычи углеводородов.

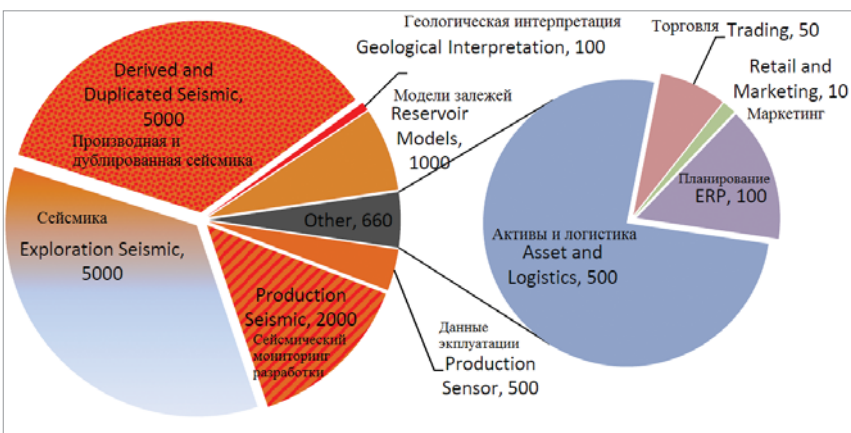
Существует несколько разновидностей режимов управления нефтегазовыми процессами в ре-

альном времени: кварталный, месячный, суточный, часовой, минутный и даже секундный. Например, процессы бурения и эксплуатации скважин управляются в ежеминутном и/или ежечасном режиме (рис. 1).

По сравнению с традиционными методами при управлении нефтегазовыми месторождениями в режиме реального времени резко сокращаются непроизводительные затраты ресурсов, энергии, рабочего времени. Все этапы освоения месторождений углеводородов (поиска, разведки, бурения, разработки и эксплуатации) становятся более энергоэффективными и ресурсосберегающими. В частности, на этапе бурения достигается эконо-

**Таблица 1**  
**Синергия освоения богатств Мирового океана и покорения космоса**

| Освоение Мирового океана                     | Освоение космоса                                               |
|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Погружение в "неизвестное"                   | Полет в "неизвестное"                                          |
| Создание новой промышленности                | Создание новой промышленности                                  |
| Удаленные объекты                            | Удаленные объекты                                              |
| Высокие капиталовложения                     | Высокие капиталовложения                                       |
| Опасная среда                                | Опасная среда                                                  |
| Высокая вероятность катастроф                | Высокая вероятность катастроф                                  |
| Потребность в сокращении расходов            | Потребность в сокращении расходов                              |
| Техническая сложность                        | Техническая сложность                                          |
| Использование Центров управления в РРВ       | Использование Центров управления полетами                      |
| Необходимость в автоматизированных операциях | Высокая степень автоматизации                                  |
| Потребность в автономном режиме работы       | Автономная работа                                              |
| Необходимость в робототехнике                | Использование телероботов                                      |
| Потребность в специализированных материалах  | Использование специализированных, легких материалов и покрытий |



**Рис. 1.** Объем геолого-промысловой информации, генерируемой на различных этапах технологической цепочки нефтегазового производства, в терабайтах. Источник: Teradata



мия капитальных вложений порядка 5-15 %, а операционных затрат – от 5 до 10 %. Так например, на салымской группе месторождений (компания «Салым Петролеум Девелопмент») среднее время проходки скважин глубиной 2500 м составляет 8 суток, что существенно меньше среднего времени проходки скважин с аналогичной глубиной для месторождений Западной Сибири – 20 суток.

К 2012 г. количество «умных» месторождений первого поколения превысило 200 штук. Лидерами по количеству «умных» месторождений среди нефтегазовых компаний являются BP, Exxon/Mobil, Chevron, Shell, SaudiAramco, Statoil и Petrobras. Компания BP анонсировала запуск двух «умных» месторождений второго поколения в Северном море: Valhall и Skarv. Основным отличием второго поколения «умных» месторождений от первого является осуществление удаленного управления разработкой месторождения из прибрежных центров и использование оптоволоконных каналов, связывающих морскую и прибрежную инфраструктуру. Если на месторождении Valhall количество дистанционно управляемых операций составляет 40, то на месторождении Skarv оно достигает 46.

В оптоволокне в процессе распространения мощного светового импульса с длиной волны  $\lambda_0$  (частотой  $\omega_0 = C / \lambda_0$ , где  $C$  – скорость света), называемого импульсом накачки, часть его энергии рассеивается во всех направлениях на локальных неоднородностях. В оптоволокне рассеяние может происходить либо на неоднородностях материала (рэлеевское рассеяние), либо на акустических волнах (рассеяние Мандельштамма – Бриллюэна, иначе – бриллюэновское рассеяние), либо на молекулярных колебаниях (комбинационное, иначе – рамановское рассеяние). Сам оптоволоконный кабель на всем протяжении представляет собой непрерывный распределенный

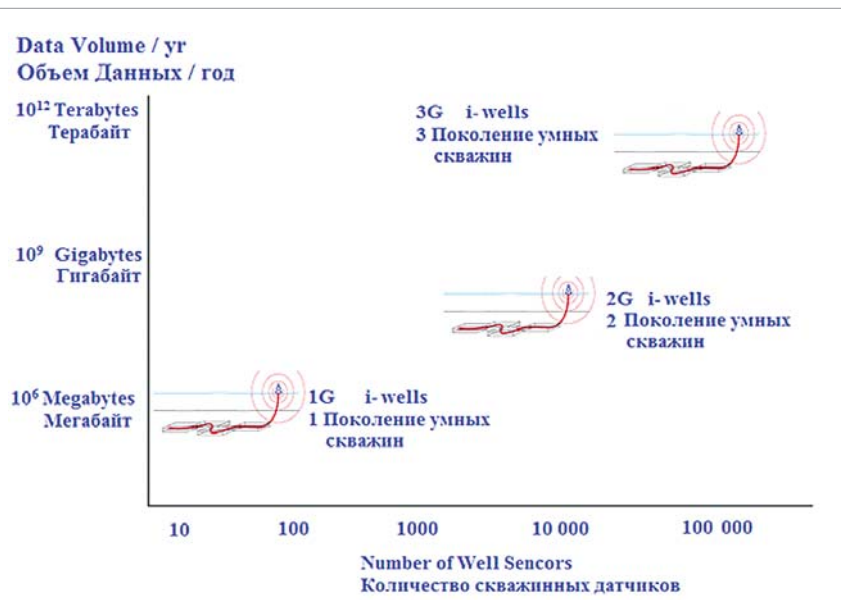


Рис. 2. Объем данных и количество скважинных датчиков для каждого из поколений «умных» скважин

чувствительный элемент, способный заменить тысячи точечных сенсоров.

На двух-трех месторождениях второго поколения Северного моря планируется создание донных антенных оптоволоконных решеток с многочисленными соединениями с береговыми оптоволоконными линиями. В решетках сам оптоволоконный кабель представляет собой распределенный тип сенсора, в котором каждая его часть, например длиной 50 см, является оптоволоконным сенсором. Протяженность оптоволоконных линий на каждой из решеток будет составлять от 2000 до 4000 км, таким образом, количество оптоволоконных сенсоров будет достигать 4-8 млн.

Общая потребность в оптоволоконном кабеле для внутрипромысловых решеток системы мониторинга процессов разработки в РРВ достигнет 10-15 % его мирового производства. Для «умных» месторождений третьего поколения следует прогнозировать 1,5-2-кратное уплотнение сетки оптоволоконных антенных систем.

До 2010 г. для передачи геолого-промысловых данных с морских промыслов в центры управ-

ления эксплуатацией использовались космические системы передачи информации. С 2010 г. все чаще стали строить оптоволоконные системы передачи информации из-за роста объемов данных, получаемых при разведке и разработке (рис. 2).

Скорость передачи данных для «умных» месторождений первого поколения обычно составляла 10 Гбит/с. Строительство донных антенных комплексов приведет к появлению еще большего объема геолого-промысловых данных на месторождениях второго поколения – петабайтам информации, генерируемой в еще более короткие промежутки времени. Их передача представляет собой так называемую проблему BigData – «большие данные». Для передачи экстремально больших объемов информации потребуются использование систем с более высокой скоростью передачи данных – в 40 и, возможно, в 100 Гбит/с.

Безлюдные подводные и поверхностные комплексы добычи углеводородов могут найти широкое применение в нефтегазовых провинциях Арктики, Восточной Сибири и Дальнего Востока, где полностью отсутствует инфраструктура.

Таблица 2

Ключевые ресурсно-инновационные технологии поколений «умных» месторождений

|                         | 1G i-fields                                                            | 2G i-fields                             | 3G i-fields                             |
|-------------------------|------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------|
| Геофизика               | 4D/4C-сейсмика                                                         | 4D Пассивная сейсмика                   | Внутрпромысловые оптоволоконные решетки |
| Геология                | Экомониторинг в РРВ                                                    | Матричная нефть                         | Сенсорная "пыль"                        |
| Бурение                 | Геонавигация в РРВ                                                     | Бурение в РРВ                           | Автоматизированные буровые установки    |
| Разработка              | «Умное» заводнение;<br>«умные» жидкости                                | Пластовые нанороботы                    | Интегрированная система разработки      |
| Добыча                  | Мультилатеральная скважина<br>с экстремальной областью<br>дренирования | Визуализатор скважин<br>и трубопроводов | Безлюдные добычные комплексы            |
| Моделирование           | 3D-моделирование                                                       | Визуализация в РРВ                      | Интегрированное моделирование в РРВ     |
| Обработка<br>метаданных | Стандарты данных                                                       | СУБД в РРВ                              | Суперкомпьютеры в РРВ                   |

– технологии, разрабатываемые ИПНГ РАН.

Наиболее востребованными для безлюдных комплексов добычи углеводородов могут оказаться второе и третье поколения «умных» месторождений. Это снизит риски человеческого фактора и повысит экологическую безопасность. В качестве примера можно привести «умные» месторождения в таких проектах, как Сахалин-II, и Салымскую группу месторождений.

Проект «Умная скважина» представляет собой разработку технологии, которая позволяет обеспечить контроль и управление скважиной и ее состоянием в режиме реального времени путем использования распределенных сенсорных датчиков на устье и забое, обсадных трубах и НКТ (см. рис. 2). Количество распределенных оптоволоконных сенсорных датчиков в «умных» скважинах второго поколения возрастает до 20-50 тысяч по сравнению с 4-10 сенсорными датчиками в «умных» скважинах первого поколения.

Наиболее востребованным может оказаться визуализатор труб: обсадных, НКТ и межпромысловых. При его внедрении на промыслах появится возможность наблюдения за

состоянием механических и физических характеристик в каждой точке трубы на всем протяжении жизненного цикла месторождения, в частности можно будет контролировать процесс цементирования скважин в режиме реального времени. Как известно, в России у 60-70 % законченных строительством скважин есть проблемы с цементированием заколонного пространства.

В табл. 2 приведен краткий перечень ключевых ресурсно-инновационных технологий каждого из поколений «умных» месторождений. Цветом отмечены технологии, разрабатываемые ИПНГ РАН, где 1G i-fields – умные месторождения 1-го поколения, 2G i-fields – второго поколения и 3G i-fields – третьего поколения.

Международные нефтегазовые компании тратят ежегодно только на создание систем разработки нефтегазовых месторождений в режиме реального времени \$100 млрд. Затраты российских компаний в целом на нефтегазовую науку на два порядка меньше.

Необходима государственная программа поддержки усилий ОАО «Роснефть», ОАО «Газпром» и других

российских компаний по созданию «умных» месторождений и скважин нового поколения, работающих в режиме реального времени (онлайн), в ежегодном объеме не менее \$10 млрд.

Как пишет РБК daily в статье «Слишком много нефти» от 15 октября 2012 г., «благодаря буму добычи углеводородов» в США «из-за развития технологий» шесть американских компаний, включая Shell и BP, впервые за десятилетия готовы экспортировать большие объемы нефти из США. Из 200 «умных» месторождений первого поколения на долю Shell и BP приходится соответственно 10 и 20 месторождений.

Внедрение «умных» технологий первого и второго поколений, по оценкам независимых организаций, позволит увеличить общемировую конечную нефтеотдачу с 30 до 50 %. По оценке нефтяной компании SaudiAramco, внедрение пластовых нанороботов и бионанороботов на нефтяных месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, позволит увеличить конечную нефтеотдачу до 60-70 %.

## Литература

1. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа. Интернет-источник: <http://oilconference.ru/d/304647/dmitrievskiy-a.n.-eremin-n.a.-resursno-innovacionnaya-model.pdf>
2. Еремин Н.А., Еремин Ал. Н., Еремин Ан. Н. Управление разработкой умных месторождений. –

М.: Недра, 2012 (в печати). – 210 с.

3. Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений. – М.: Недра, 2011. – 200 с.

4. Еремин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа (умная скважина – интеллектуальный промысел – виртуальная – М.: Недра, 2008. – 241 с.