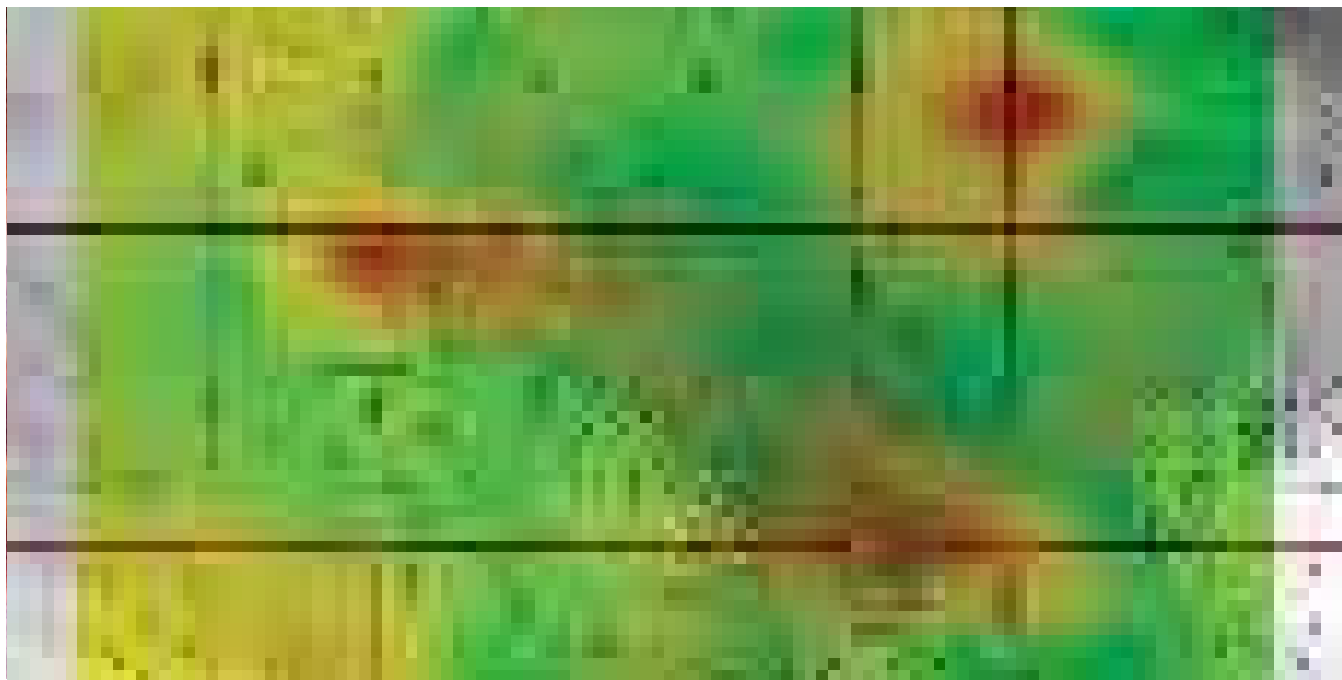




Цифровые технологии на нефтегазовых месторождениях

The Digital Oil Field

Дэвид Бэмфорд

На подходе новая технология, которую одни называют не иначе, как “месторождение будущего”, другие – “цифровое месторождение”, третьи – “месторождение электронных технологий”. Одним из аспектов новой концепции разработки месторождений является то, что уже в недалеком будущем мы сможем управлять эксплуатацией таких месторождений, как западносибирский Самотлор или месторождения компании Роспан из Тюмени или даже непосредственно из Москвы, без необходимости подвергать задействованных в этой работе сотрудников рискам, связанным с выполнением их работы непосредственно на промысловых объектах, а также позволяя существенно снижать производственные затраты. В настоящей статье рассматриваются потенциальные возможности, обеспечиваемые использованием цифровой информации, а также то, каким образом этими новыми возможностями могут воспользоваться заинтересованные компании.

Начнем с рассмотрения двух ключевых концепций Цифрового Месторождения – **Непрерывных**

David Bamford

Just around the corner is a new technology which, dependent on who we are listening to, is “The Field of the Future”, “The Digital Oil Field”, “e-Field” etc. Now one aspect of this vision is that one day in the future we might for example be able to run a field like Samotlor or Rospan from Tyumen, or even Moscow, without exposing workers to Health and Safety risks, and at significantly lower cost. The aspect I want to consider here is the potential avalanche of digital information that can be foreseen and how companies might prepare for it.

Consider a couple of key Digital Oil Field concepts, namely **Continuous Seismic Surveillance** and **Intelligent Wells**.

Continuous Seismic Surveillance extends 4D methodology (see below). Offshore, permanent sensors (with up to 4 components: X, Y, Z + pressure) are installed in the sea-bed above any oil or gas field in a one-time installation before production starts (ideally at the same time sub-sea production equipment is installed). Then a relatively inexpensive seismic source vessel can sail above these sensors – whenever required – and generate a “repeat 3D”. In theory, this could happen as often

сейсмических наблюдений и Интеллектуальных скважин.

Непрерывные сейсмические наблюдения

расширяют функции четырехмерных сейсмических исследований (см. ниже). Датчики с возможностью замера четырех параметров (X, Y, Z и давления) используются для месторождений на шельфе и устанавливаются одновременно на морском дне над нефтяным или газовым месторождением перед началом эксплуатации месторождения (в идеальном случае установка датчиков производится одновременно с монтажом подводных устьевых комплексов). После этого можно использовать относительно недорогое судно с источником сейсмического сигнала для прохода над этими датчиками, когда это необходимо, и генерирования повторяющихся сигналов трехмерной сейсмологии. Теоретически эта операция может производиться еженедельно при стоимости всего \$100 тысяч, обеспечивая поступление в реальном времени данных для анализа динамики поведения продуктивного пласта на протяжении всего срока эксплуатации месторождения. Аналогичный подход может применяться для месторождений на суше, однако, по всей видимости, в этом случае будет предпочтительно устанавливать постоянные датчики внутри скважины.

Интеллектуальные скважины подразумевают скважины, в которых при заканчивании устанавливаются внутрискважинные датчики и оборудование управления. В результате из таких скважин начинают непрерывно поступать данные, характеризующие давление, распределение притока, фазу притока, насыщенность коллектора, а также данные забойных геофизических измерений, включая сейсмические и электромагнитные, а также появляется возможность корректировки оператором работы скважины и оптимизации притока жидкости в скважину с помощью внутрискважинных клапанов-регуляторов с дистанционным управлением для отдельных зон, а также оптимизации разработки пласта без проведения дополнительных работ в скважине.

Очевидным является то, что крупные нефтегазодобывающие компании в партнерстве с лидирующими сервисными компаниями уже несколько лет ведут работы в этих областях, не без основания полагая, что им удастся добиться важных преимуществ, которые обеспечат возможность:

- оптимизировать режим добычи для каждой скважины, в том числе за счет более быстрого ввода в эксплуатацию новых скважин, и в конечном итоге добиться оптимальной разработки месторождения в целом;
- обнаружить новые, еще не вовлеченные

as once a week at a repeat cost of as little as \$100k, giving real-time data for analysis of reservoir dynamics throughout a field's life. Onshore, a similar approach can be envisaged although permanently installed down-hole sensors are perhaps more likely.

Intelligent Wells implies wells that are equipped at completion with down-hole controls and sensors. There can then be a continuous flow of data from these wells regarding pressure performance, inflow distribution, the flowing phase, reservoir saturation and from down-hole geophysical measurements (e.g. seismic and electromagnetic) and proactive remediation of fluid inflow into the well-bore via remote controlled down-hole zonal control valves and the ability to implement reservoir management without intervention.

What's clear is that the Majors, in partnership with the bigger contractors, have been working on ideas such as these for several years, believing that the leaders will find competitive advantage in their ability to, for example:

- 'shape' production profiles, with individual wells starting-up faster, and field-wide optimisation
- identify unexploited reserves, improving recovery factors
- cut costs, both Capex (less wells) and operating
- remove staff from unsafe environments.

For a nice summary of the concepts, the progress that has been made, and a couple of Field case studies, I recommend a paper by Judson Jacobs which can be found on the IHS web-site at www.energy.ihs.com/Resource-Center/Presentations/ under the April 2007, London Symposium heading. It's clear that sensible digital solutions are being invented, tested and implemented. However, to my mind, the most profound point made in this paper is that whilst many individual Digital Oil Field technologies have seen widespread adoption – ranging from **Intelligent Completions** to **4D Seismic** to **Real-time Drilling** – optimized, collaborative, integrated Operations remain at the proof of concept stage or have only just been shown to be technically and economically feasible.

Apart from the obvious possibility that the number of digits of data that can now be acquired is running way ahead of our ability to assimilate and integrate them, what else might underpin the apparent difficulty in progressing collaboration and integration? At the risk of opening a Grand Canyon divide between some of the petrotechnical disciplines, I'd offer the following thoughts:

By and large, the **subsurface** disciplines – geologists, geophysicists, petrophysicists, reservoir engineers – have already confronted the digital revolution, and are comfortable with it, not least because of the aforementioned problems set and opportunities offered by

в разработку запасы и повысить коэффициент нефтеизвлечения;

- снизить затраты, как капитальные (за счет снижения общего количества скважин), так и эксплуатационные;
- исключить необходимость присутствия персонала на промысловых объектах, работа на которых связана с наличием производственного риска.

Вышеуказанные концепции и достигнутый прогресс в их внедрении на примере нескольких реализуемых проектов разработки месторождений детально описаны в работе Джудсона Джейкобса (Judson Jacobs) на <http://energy.ihs.com/Resource-Center/Presentations/> вэб-сайта HIS (статья под заголовком “Лондонский симпозиум”, апрель 2007 г.). В статье приводится детальная информация о разработке, испытании и внедрении весьма прогрессивных цифровых технических решений. Однако, как мне кажется, наиболее важной мыслью, прозвучавшей в этой статье, является то, что в то время, как множество отдельных цифровых технологий для нефтегазовой отрасли находили широкое применение в самых различных областях – от **интеллектуального заканчивания скважин до четырехмерной сейсморазведки и контроля параметров бурения в реальном масштабе времени**, технологии оптимизации, интеграции и взаимодействия при выполнении различных операций остаются на уровне концептуальных решений, либо в ожидании подтверждения их технической и экономической эффективности.

Помимо очевидной возможности того, что объем данных, который теперь возможно получить, увеличился настолько значительно, что опережает наши возможности по ассимиляции и интеграции этих данных, что еще может подтвердить наблюдаемую трудность во взаимодействии и интеграции? Осознавая существующий риск обнаружения значительной пропасти между некоторыми прикладными нефтегазовыми дисциплинами, я все же постараюсь описать свои идеи.

В общем и целом, специалисты в области относящихся к **недрам** дисциплин, включая геологов, геофизиков, петрофизиков и инженеров по разработке пластов, уже столкнулись с цифровой революцией и вполне комфортно себя чувствуют в немалой степени благодаря постановке вышеупомянутых проблем и возможностям, открывающимся в результате резкого увеличения объема получаемых данных трех- и четырехмерной сейсморазведки (см. ниже).

И, напротив, в целом, инженеры-промысловики, а также коммерческие специалисты широко используют в своей работе потоки данных для таблиц Excel, презентаций PowerPoint и систем

the tidal wave of data resulting from 3D and 4D seismic surveys (see below).

In contrast, by and large, the **petroleum** and **production engineering** disciplines (and commercial folk too) live in a world of Excel spreadsheets, PowerPoint and SCADA data flows, and those who tend the key (upward) information flows within many organizations seem to regard MicroSoft Office as the leading edge of the digital revolution.

The critical point seems to be that organizations - and related processes, workflows, standards and procurement practices - need re-shaping to support integration and “digital oil field” projects. Acting ‘locally’ in this way seems to be far more significant than the ‘global’ pursuit of initiatives such as POSC or PPDM. For a good summary of these ideas, I’d recommend my colleague Alan Smith’s paper “How to succeed with your KIDS!” which can be found here: www.paras-consulting.com/articles.aspx.

Actually data overload is not new and there are plenty of examples of our ability to collect sub-surface and engineering information running way ahead of our ability to analyse and interpret this data or put differently, we have struggled in the past to turn the massive amounts of data we have into information and thence into knowledge.

A couple of related fragments of geophysical history will help illustrate what I mean.

First of all, let those of us who can cast our minds back to the mid 1980’s when, to give them due credit - led by Shell, 3D seismic began to appear on the scene. During this time, I began to be involved in North Sea operations and I can remember walking into ‘team rooms’ and being confronted with mounds of paper from the very latest technology, a field’s new 3D survey. There was so much paper and so little means of dealing with it that to achieve speed of delivery (i.e. to obtain some insight before the field in question came off plateau!), interpretations were commonly based on “every 10th line”- somewhat defeating the objective. This was obviously commonplace around the industry and various semi-exotic analogue interpretation systems appeared. However, the digital seismic interpretation system became the obvious target and to begin with the bigger oil companies attempted to build their own – Standard Oil (Sohio; eventually acquired by BP in 1987) had their SEIS system for example, BP continued with SIIS and Chevron had their own system and so on. Meanwhile some digital entrepreneurs were starting off a couple of companies called Geoquest and Landmark and eventually most, eventually all, of the Majors had the sense to buy rather than build. The upshot of all this was that by the early 1990’s, digital interpretations using all the 3D seismic data were the norm and reasonably accurate static 3D reservoir descriptions could be made available to reservoir engineers for use in their reservoir simulators.

Инструмент решает всё!



От Вашего верхнего привода зависит очень многое. Правильный подбор оборудования имеет первостепенное значение как для успешной реализации проектов, так и для их экономической эффективности. Аренда или приобретение верхних приводов TESCO, Вы получаете зарекомендовавший себя на практике комплект оборудования со всеми необходимыми возможностями и высочайшими эксплуатационными показателями.

Наши системы гидравлических и электрических верхних приводов имеют грузоподъемность от 150 до 650 тонн и мощность от 400 до 1 350 л.с. Столь широкий ассортимент оборудования TESCO способен удовлетворить любые потребности и применяется как на морских буровых установках, большой грузоподъемности, так и на небольших мобильных станках для капитального ремонта скважин. Компания TESCO является отраслевым лидером по обслуживанию и технической поддержке у пользователя и гарантирует максимальную отдачу от Вашего верхнего

привода независимо от его конкретного применения.

Не требует сборки. Готово к работе.

www.drillingdna.com



TOP DRIVES ~ CASING DRILLING® ~ AZIMUTH TUBULAR SERVICES™

BETTER WAYS TO THE BOTTOM™

автоматического проектирования SCADA. И все, кто имеют отношение к ключевым информационным потокам в самых различных организациях, похоже, считают MicroSoft Office одним из лидирующих продуктов цифровой революции.

Важным моментом является необходимость адаптации организаций и используемых ими процессов, последовательности операций, стандартов и методик осуществления материально-технического снабжения с целью поддержки их интеграции и проектов создания “цифровых нефтегазовых месторождений”. Активность “на местном уровне” в этом направлении, похоже, значительно более существенная, чем запущенные глобальные проекты таких организаций, как Ассоциации нефтегазовых компаний по разработке программного обеспечения или Организации по разработке стандартов для моделирования и обмена данными в нефтегазодобывающей отрасли. Эти идеи хорошо описаны в работе Алана Смита “Как добиться успеха при использовании Интегрированной интеллектуальной системы проектирования с использованием баз данных”, – которая представлена на <http://www.paras-consulting.com/articles.aspx>.

Вообще-то говоря, проблема перегруженности информацией не нова и существует множество примеров возможности получения информации с различными параметрами недр и внутрискважинного оборудования, которая опережает имеющиеся возможности по анализу и интерпретации этих данных. По другому говоря, в прошлом мы стремились перевести в цифровой вид для помещения в базы данных огромные массивы информации.

Вот пара иллюстрирующих данную мысль фрагментов из прошлых геофизических работ.

Во-первых, многие из нас помнят 80-е гг. прошлого столетия, когда стала появляться трехмерная сейсмика (в чем есть большая заслуга компании Шелл). В это время автор настоящей статьи принимал участие в осуществляемых на Северном море проектах, и помнит, как заходя в офисные комнаты, где проводился анализ полученной информации, наталкивался на горы бумаги с данными, полученными при использовании новейшей в то время технологии трехмерной сейсморазведки. Бумаг было так много, а средств обработки имевшихся на них данных так мало, что для ускорения анализа этих данных и получения готовых моделей (до начала снижения уровня добычи по месторождению) интерпретация проводилась обычно по каждой 10-й строке, в определенной мере разрушая саму цель этой работы. Такой подход использовался повсеместно в отрасли и то и дело возникали различные полукзотические аналоговые системы

The next episode that's worth some reflection is the move to exploration 3D in the early 1990's. Investment in new vessels, again - to give due credit - led by PGS, allowed seismic contractors to tow many more cables in a much wider pattern, allowing 3D data to be acquired much more quickly and cheaply. However, a major bottleneck now appeared in the processing stage where the massive amounts of data being acquired – several thousand sq kms in some cases – implied a year or more's processing time, threatening the possibility that the first commitment wells on the acreage might be drilled before the 3D was available, again somewhat defeating the objective. The first response to this was for seismic contractors to invest in onboard processing so that a reasonable amount of processing could be undertaken more or less concurrently with acquisition so that a preliminary, interpretable, 3D volume could be made available within a few months of the last shot being fired. Nowadays of course, satellite data transmission, massive computing power and so on means, that a more final data volume becomes available in the same time frame.

The upshot of all this is that an offshore area such as Deep Water Angola enjoys a better than 90% exploration success ratio in Blocks 15, 17, 18, 31 and 32.

Another significant development of the last 10 years has been the growth of repeat or “time-lapse” 3D surveys – usually referred to as 4D - as a component of effective field management (which requires the active monitoring of reservoir properties such as pressure, saturation etc.). The use of 4D increased rapidly in the 1990's. Confronted with this new and extensive type of data, for a while the most significant analytical technique was to process two time-separated 3D data sets in parallel, and then to look at differences at the target reservoir level: interpretation then consisted (more or less!) of looking at the major differences and saying “Hmm, this is probably related to that water injector or that gas injector” or something similar and equally unprofound.

Nowadays, reservoirs are monitored using repeated surface seismic data (4D) together with the acquisition of surface and subsurface well data, and the integrated analysis and interpretation of both to reach a good understanding of how fluids in the reservoir are behaving. Multiple data sets covering many fields are being used in many different ways, varying between simplistic qualitative comparisons to sophisticated models. Such surveys may be used to:

- Identify compartments
- Locate possible infill targets.
- Design effective well interventions.
- Improve reservoir understanding.
- Reduce uncertainty in production forecasting.
- Improve estimates of field reserves

— HELPING OUR CLIENTS OPERATE SAFELY



Uncompromising in our commitment to safety and the environment

Delivered by experts, our independent technical assurance services provide confidence in the safety and operability of your asset. Services include:

- compliance with relevant standards
- integrity management, risk based inspection and corrosion engineering
- consultancy - pipelines, structures, safety and the environment

We can also assess your management systems to international and industry standards. Our unique business assurance approach can help you achieve continual improvement in the performance of your business.

Мы бескомпромиссны в нашей деятельности по обеспечению промышленной безопасности и охраны окружающей среды

Наши услуги в области независимой технической экспертизы, оказываемые квалифицированным персоналом, обеспечат уверенность в безопасности и работоспособности Ваших производственных активов.

Наши услуги включают:

- Обеспечение соответствия требуемым стандартам
- Управление технической целостностью оборудования; обследования, основанные на оценке рисков, и антикоррозионная защита
- Консультации – трубопроводы и металлоконструкции, безопасность и охрана окружающей среды

Мы можем помочь в определении соответствия международным стандартам Ваших систем управления качеством. Наши уникальные методы могут помочь в развитии и совершенствовании Вашего бизнеса.

The Lloyd's Register Group works to enhance safety and approve assets and systems at sea, on land and in the air - because life matters.

Chris Renwick
Lloyd's Register
Kazakhstan LLP

T +7 727 2666 081/82
F +7 727 2666 083
E chris.renwick@lr.org

Business Centre "Alatau"
151/115 Abay Avenue
Office 301, Almaty
Republic of Kazakhstan

www.lr.org

Lloyd's
Register

LIFE MATTERS

интерпретации данных. Однако цифровые системы интерпретации сейсмических данных стали очевидной необходимостью, и вначале крупные нефтегазовые компании пытались создавать собственные такие системы, например, специалисты Standard Oil (Sohio, которая в конечном итоге была приобретена Бритиш Петролеум в 1987 г.) разработали систему SEIS, а BP продолжили эту тенденцию системой SIIS, подобные собственные разработки были у Chevron и некоторых других компаний. Одновременно, некоторые разработчики основали пару компаний, таких как Джеоквест (Geoquest) и Лэндмарк (Landmark). А в конечном итоге у всех крупнейших нефтегазодобывающих компаний хватило здравого смысла покупать, а не создавать такого рода системы.

Результатом всего этого стало то, что к началу 90-х гг. прошлого века цифровая интерпретация с использованием всех данных трехмерной сейсморазведки стала нормой, и появилась возможность получать относительно точные описания статических трехмерных пластов-коллекторов для использования инженерами-разработчиками при моделировании пластов.

Следующим эпизодом, заслуживающим внимания, стал переход к трехмерной сейсморазведке в начале 90-х гг. Инвестиции в новые специальные суда, особенно активно проводившиеся компанией PGS, позволили сейсморазведочным подрядчикам тянуть намного больше кабелей со значительно более широким охватом, что обеспечивало значительное ускорение и удешевление получения трехмерных сейсмических данных. В то же время, основным проблемным моментом стал этап интерпретации полученных огромных массивов данных, в некоторых случаях – с площади в несколько тысяч км². Для интерпретации таких объемов данных требовался год и более, что угрожало необходимостью бурения обязательных разведочных скважин на лицензионном блоке до получения результатов интерпретации трехмерной сейсмики, что опять же ставило под угрозу достижение поставленных задач. Первым ответом на это стала установка мощностей по обработке данных на сейсморазведочные суда и станции, что позволяло выполнять определенный объем обработки более-менее одновременно с сейсморазведкой и получать предварительный, подготовленный для интерпретации объем трехмерных данных в течение нескольких месяцев после последней записи. Теперь, конечно, наличие спутниковых каналов передачи данных, значительных компьютерных мощностей по их обработке и т.п. означает, что за такой же период времени удастся получить большой объем обработанных данных.

В результате этого значительно повысился уровень успеха разведочных работ на шельфе, например, в

The use of 4D is now capable of identifying the pressure changes due to production and injection as well as changes in saturation and solution gas breakout.

My point is obvious, I guess. In each of these episodes, geoscientists were confronted with the (Information Management) problem of an overwhelming rush of data and an operational need to make timely sense of it, similar - in the memorable words of an ex-US colleague - to “a thirsty man holding a tea-cup under the Niagara Falls and expecting to get enough to drink!”. And yet, solving the problem led to competitive advantage for the leaders.....

And, putting my geoscientist ‘blinkers’ on just one more time, I’d assert that many sub-surface teams are now organized, and undertake their work, so that the static and dynamic three-dimensional earth model sits at the core of the team’s thinking.

Now as somebody who is made slightly dizzy by the notion that my iPod can hold not only every sixties’ tune that I would wish to listen to but also a significant proportion of those actually written in the sixties, I find this hard to take in and I’m glad that I’m not responsible for delivering the brave new world of the Digital Oil Field.

But the future “winners” in the oil & gas patch will deliver it.....to their advantage.

глубоководной части на шельфе Анголы этот успех превысил 90% на блоках №№ 15, 17, 18, 31 и 32. Еще одним значительным достижением последнего десятилетия явился быстрый рост объемов периодических сейсмических наблюдений или трехмерного сейсмомониторинга, который обычно называют четырехмерной сейсмики, являющейся одним из элементов эффективного управления разработкой месторождения (для этого необходимо активное наблюдение за характеристиками продуктивного пласта, такими, как давление, насыщенность и т.п.). Применение четырехмерной сейсмики росло быстрыми темпами в 90-х гг. прошлого века. Столкнувшись с этим новым и значительным объемом данных, какое то время наиболее значительная методика анализа заключалась в параллельной обработке двух разнесенных во времени трехмерных сейсмограмм, а затем – в изучении различий на уровне исследуемого пласта: в этом случае интерпретация состояла в лучшем случае в просмотре таких основных различий и комментариях, типа: “Хм, по видимому, это связано с той закачкой воды или закачкой газа”, либо подобных малоосновательных высказываниях. В настоящее время наблюдение за пластом осуществляется с помощью регулярного

четырёхмерного сейсмомониторинга, наряду с получением данных на устье и с забоя скважины, и интерпретационного анализа и интерпретации обоих типов данных для выработки качественного представления о динамике поведения жидкостей в продуктивном пласте. Многокомпонентные сейсмограммы со множества месторождений используются самым различным образом, от примитивного качественного сопоставления до создания сложных моделей. Такой мониторинг может использоваться для:

- Определения наличия полостей
- Определения наличия объектов для уплотнения сетки скважин
- Разработки эффективной программы интенсификации притока из скважин
- Улучшения понимания характеристик и поведения продуктивных пластов
- Уменьшения степени неопределенности в прогнозах добычи
- Обеспечения более точного определения запасов

Применение четырехмерного сейсмомониторинга позволяет теперь определить изменение давления в результате добычи и закачки, а также изменение насыщенности и выделение из жидкости растворенного газа.

Точка зрения автора очевидна. В каждом из этих случаев геологи и геофизики сталкивались с проблемой управления большими объемами быстро

поступающей информации и необходимости ее оперативной обработки и анализа. Как образно заметил один из американских коллег автора настоящей статьи, это напоминает испытывающего жажду человека, стоящего с маленькой чашкой под Ниагарским водопадом чтобы набрать достаточно воды для утоления жажды. И все же, решение этой проблемы позволило лидерам в этой области добиться ощутимого преимущества.

Еще раз выступая от имени геологов и геофизиков, я хотел бы заявить, что сейчас организованно множество групп по изучению недр, в основе работы которых лежит построение и анализ статической и динамической трехмерных моделей земных недр.

У автора этой статьи не укладывается в голове, как в его маленьком iPod могут уместиться не только все его любимые песни 60-х, но и значительная часть мелодий и песен, которые были написаны в 60-е гг. прошлого века. Осознание этого факта далось мне не просто, и я рад, что на мне не лежит ответственность за создание "прекрасного нового мира" цифрового месторождения.

Этот мир будет создаваться лидерами нефтегазовой отрасли....и будет способствовать резкому повышению эффективности их работы.



Technology Creating Value

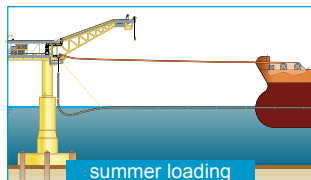
SBM in Russian Ice Conditions

SBM в Российских Ледовых Условиях

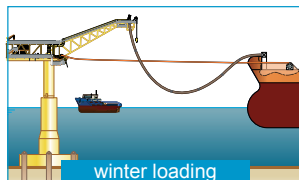


SBM owns and operates the OKHA FSO – Part of the Sakhalin Shelf Development

SBM эксплуатирует собственный ПНХ Оха – Часть Сахалинского Шельфового проекта



summer loading



winter loading



Design and Engineering Activities

SBM supplied and installed a Tanker Loading Unit south of Sakhalin Island

SBM построил и установил Башенный ВПУ на юге острова Сахалин

Please come and visit us at **RAO-2007**, 11-13 September, St. Petersburg

Посетите наш стенд на **RAO-2007**, 11-13 Сентября, Санкт-Петербург

www.sbmoffshore.com