

Трансформационные технологии разработки недр

Transformative Subsurface Technologies

Дэвид Бэмфорд, Finding Petroleum

David Bamford, Finding Petroleum

«Расшатывающие» технологии

На меня произвел впечатление недавно прочитанный комментарий о том, как Стив Джобс, будучи во главе компании Apple изобретал новинки - iPod, iPhone, iPad еще до того, как мы сами поняли, что в них нуждаемся. Мне это кажется очень хорошим определением инновации и лидерства в области инноваций и я задумался: а где это можно найти в нашей отрасли?

Начну с упоминания пары исследований, которые, возможно, придутся кстати:

В первую очередь, недавно мне встретилась статья на RigZone⁽¹⁾, в которой говорилось о постоянно внедряющих инновации компаниях: по результатам 8 лет исследований самых инновационных компаний мира, проведенных тремя профессорами школы бизнеса.

В упомянутом исследовании были определены пять навыков «расшатывающих инноваторов», а именно:

‘Disruptive’ technologies

I was struck by reading a commentary on Steve Jobs as CEO of Apple to the effect that he invented new things – the iPod, the iPhone, the iPad – before any of us realised we needed them. This seems to me to be a really good definition of innovation, of leadership in innovation, and it set me wondering where this exists in our industry?

Let me start off by referencing a couple of surveys that may, or may not, help:

Firstly, I noticed an interesting article on RigZone⁽¹⁾ some time ago talking about companies that are consistently innovative, the outcome of a study by three business school professors who studied the world's most innovative companies for the previous 8 years.

Five skills of ‘disruptive innovators’ were identified by this effort, namely:

» **Questioning** allows innovators to challenge the status quo and consider new possibilities.

- » **Вопросы** позволяют инноваторам оспорить статус-кво и обдумать новые возможности.
- » **Наблюдения** помогают инноваторам замечать мелкие детали – в активности клиентов, поставщиков и других компаний, благодаря которым рождаются новые решения поставленных задач.
- » **Нетворкинг** позволяет инноваторам узнать самые различные точки зрения от людей с разными знаниями и опытом.
- » **Экспериментирование** заставляет инноваторов неустанно ставить новые опыты, разбирать все на части и испытывать новые идеи.
- » **Ассоциативное мышление** - катализатор креативных идей: поиск связей между вопросами, задачами или идеями с привлечением неродственных областей знаний, вызванный вопросами, наблюдениями, нетворкингом и экспериментированием.

Мне подумалось, что это очень интересно и в некотором роде схоже с идеями Ниаля Фергюсона о том, почему Запад достиг преимущественного положения в мире в XIX и XX веках, и идеями Джорджа Магнуса о том, почему Китаю (и другим странам, ориентированным на общественные, а не индивидуальные ценности) будет сложно обогнать Запад в долгосрочном плане.

Это все замечательно!

Однако далее, по моему скромному мнению, вся статья была испорчена ссылкой на исследование HOLT, дочерней компании Credit Suisse, определившее 100 ведущих инновационных компаний на основе заявленной компаниями информации о том, сколько дохода новые предложения могут принести в будущем. В этом рейтинге на сто позиций, из нефтегазового сектора верхние позиции были заняли компании FMC-Technologies, Schlumberger, China Oilfield Services, Cameron International, Tenaris SA и Halliburton.

Я же вот думаю, если попросить руководителей в нефтегазовой отрасли определить пять инновационных компаний – «расшатывающих инноваторов», будет ли названа хоть одна компания из упомянутых выше шести?

Некоторый свет на поднятую тему, в некоторой степени обходным путем, проливает второе исследование, о котором я хотел упомянуть. Каждый год Barclays Capital публикует данные анкетирования в нефтегазовой отрасли, включающие обзор технологий на основе заявлений респондентов. Из года в год наиболее важными технологиями респонденты стабильно называют горизонтальные скважины, 3D сейсморазведку и технологии заканчивания скважин: эти технологии занимают верхние три позиции

- » **Observing** helps innovators detect small details - in the activities of customers, suppliers and other companies - that suggest new ways of doing things.
- » **Networking** permits innovators to gain radically different perspectives from individuals with diverse backgrounds.
- » **Experimenting** prompts innovators to relentlessly try out new experiences, take things apart and test new ideas.
- » **Associated thinking** - drawing connections among questions, problems or ideas from unrelated fields - is triggered by questioning, observing, networking and experimenting and is the catalyst for creative ideas.

Really interesting I thought and similar in a way to some of the ideas of Niall Ferguson on why 'the West' rose to pre-eminence in the 19th and 20th Centuries and George Magnus's on why China (and other community rather than individually oriented countries) will struggle to outpace the West in the long run.

Great stuff!

But then, IMHO, the whole article was undone by referring to a study by HOLT, a subsidiary of Credit Suisse, to identify the leading 100 innovative companies, based on how much revenue companies claimed new offerings would yield out into the future. In this top 100, from the oil & gas sector, they put forward FMC-Technologies, Schlumberger, China Oilfield Services, Cameron International, Tenaris SA and Halliburton.

Now I wonder if you asked managers in the oil & gas sector to name their top 5 innovative companies – the 'disruptive innovators' - whether any of these 6 would figure?

Well, via a slightly circuitous route, and the second survey I want to remind you of, we have access to some insights on this. Every year Barclays Capital publishes a survey of the world oil & gas industry and include a review of technologies, based on what their respondents said. The most important technologies by year are pretty consistent with horizontal wells, 3D seismic and completions technology being rated the top three. The current perception that horizontal wells and hydraulic 'fracking' are now the two most important technologies is clearly based on the success of shale gas E&P in the USA; they have become 'routine'.

As a third piece of data, I offer the insight from Shell and McKinsey amongst others that the oil & gas industry is one of the most conservative industries around.

Two of the top 3 aforementioned 'most important technologies' – horizontal drilling and 3D/4D seismic - are great examples of the decades it takes for new ideas to achieve market dominance in our industry, having been first used in the 1940's and 1960's respectively!

рейтинга. Бытующее мнение, что горизонтальные скважины и ГРП – две наиболее важные технологии, безусловно, обязано успеху в разведке и добыче сланцевого газа в США: эти технологии вошли в рутину.

И, в качестве третьего повода к размышлению, приведу мнение некоторых компаний, среди которых Shell и McKinsey, которые считают нефтегазовую отрасль одной из самых консервативных. Две из упомянутых выше трех «наиболее важных технологий» - горизонтальное бурение и 3D/4D сейсморазведка являют собой хороший пример, как новым идеям в нашей отрасли требуются десятилетия, чтобы достичь доминирующего положения на рынке: ведь эти технологии впервые были использованы в 40-х и 60-х годах прошлого века, соответственно!

И ничто из перечисленного не перекликается с представлением о «расшатывающих инноваторах», которое по-моему, в самом подтексте своем несет готовность принимать риски.

Поэтому я решил остановить свой пристальный взгляд на таких «расшатывающих» технологиях, которые имеют потенциал трансформировать нашу отрасль...

Измерение градиента полного тензора

Одним из наиболее важных прорывов за последние годы стало появление аэрогравиметрии методом измерения градиента полного тензора (FTG). Проще говоря, два крайне чувствительных гравиметрических прибора, один над другим, записывают все 9 компонентов тензора гравитационного поля Земли. По сравнению с традиционной гравиметрией, парные гравиметрические приборы позволяют избавиться от помех, возникающих в процессе спуска, и такой «полный тензорный» подход позволяет с достаточной точностью определить положение источника аномалий в трехмерном пространстве под землей.

Таким образом, генерируются достаточно точные для стадии рекогносцировки 3D снимки недр, а наиболее эффективным инструментом FTG становится в комбинации с другими геофизическими технологиями, например, при наличии умеренных объемов данных 2D сейсморазведки или, возможно, магниторазведки (особенно когда глубина до фундамента, т.е. глубина до основания осадочных отложений, является ключевым показателем). Очевидно, что эта технология может использоваться где угодно в качестве дешевого метода на ранних стадиях разведки, но особенно полезным она окажется для удаленных или неблагоприятных месторождений на суше – например, в джунглях Габона и Конго.⁽²⁾

None of the above seems consistent with the notion of ‘disruptive innovators’ which to me carries an underlying message of being willing to take risks.

So I thought I would reprise my views on those ‘disruptive’ technologies that have the potential to transform our industry...

Full Tensor Gravity Gradiometry

One of the more important breakthroughs of the last few years has been the emergence of airborne gravity via Full Tensor Gravity Gradiometry (FTG). Put simply, two extremely sensitive gravimeters, one above the other, record all 9 tensor components of the earth’s gravitational field. In comparison with conventional gravimetry, the twin gravimeters allow much of the ‘in-flight’ noise to be removed and this ‘full tensor’ approach allows the source of anomalies to be located relatively precisely in the 3D sub-surface.

Thus reasonably precise, reconnaissance phase, 3D images of the sub-surface can be generated and FTG becomes an especially powerful tool when integrated with other geophysical technologies, for example with modest amounts of 2D seismic or perhaps magnetics (especially when ‘depth to basement’ – the depth to the base of the sedimentary pile – is a key deliverable). Obviously this can be used anywhere as a relatively inexpensive early stage exploration tool but it should prove particularly useful in remote or hostile onshore areas; the jungles of Gabon and the Congo would be an example.⁽²⁾

Onshore Seismic

Seismic technology remains the main, some would say the only, means of interrogating the sub-surface in sufficient detail to allow insightful geological prediction and the precise location of wells.

So I am going to state quite baldly that onshore exploration technology is miles behind offshore.

Why is this??

The availability of regional or ‘exploration’ 3D has been the main driver of exploration success offshore and especially in Deep Water. Huge swathes of multi-client 3D, covering for example whole 5000 sq kms blocks offshore Angola, are available at prices as low as \$3000/sq km, are turned around exceedingly rapidly, and are interpreted at great speed.

The technology drivers have been: highly efficient and effective acquisition systems based on vessels capable of towing many, many streamers and multiple guns; simultaneous processing – to some extent on-board – but nowadays mainly via satellite transmission; powerful

Наземная сейсморазведка

Методика сейсмической разведки остается основным, некоторые скажут – единственным – способом изучения недр со степенью детализации, позволяющей делать осведомленные геологические прогнозы и точно определять размещение скважин.

Поэтому я заявлю сразу открыто, что наземная сейсморазведка крайне отстает от морской.

Почему так??

Доступность региональных или «разведочных» 3D-данных стала определяющим фактором успеха сейсморазведки в море, особенно в глубоководных зонах. Огромные рулоны многоклиентских 3D сейсморазведочных данных, для целых блоков площадью 5000 кв. км. у побережья Анголы (это лишь пример), доступны в продаже по цене от 3 тысяч долларов за квадратный километр; они обрабатываются и интерпретируются исключительно быстро.

Развитию технологии способствовали следующие факторы: высокоэффективные системы получения данных благодаря судам, буксирующим множество кос и оборудованным несколькими источниками;

interpretation workstations, capable of dealing with these vast surveys and delivering both time and attribute-based interpretations.

As an 'old codger' I would simply point out that this is an incredible transformation from the days of 'postage stamp' surveys in the North Sea that took two years to go from design to delivery of a 'final' product...and then interpretation on paper invariably meant that only 1 line in 10 or maybe 5 was fully interpreted!

What is more, very complex geological problems, for example at great depth or beneath salt or basalt, can now be tackled, for example by multi-azimuth, wide-azimuth, wide-angle recording.

Thus, modern 3D lies at the heart of modern offshore exploration, integrating stratigraphy, sedimentology, facies prediction, rock physics, hydrocarbon phase prediction on the regional and prospect scales, and then providing a 'surgical' tool for choosing exploration well locations.

It is a fact that such integration is much rarer onshore; 3D seismic plays a much lesser role.

Here's an example I heard about a while ago, namely



Российский рынок нефтепромыслового сервиса

ОСНОВНЫЕ РАЗДЕЛЫ ОТЧЕТА ВКЛЮЧАЮТ:

- анализ рынка бурения, добычи и фондов скважин;
- описание основных проектов нефтяных компаний по добыче и бурению;
- оценку наиболее важных сегментов нефтесервисного рынка в натуральном и денежном выражении;
- прогноз развития нефтесервисного рынка и его отдельных сегментов на период 2013-2022 годов.

Дополнительную информацию, включая детальное описание исследования и условия приобретения,

Вы можете получить у **Иванцовой Дарьи**

по e-mail: research@rpi-research.com или по телефону +7 (495) 502-5433, +7 (495) 778-9332

одновременная обработка данных, до некоторой степени непосредственно на борту судна, но сегодня, в основном, данные передаются через спутниковую связь; мощные рабочие станции для интерпретации столь крупных объемов данных и обеспечивающие их интерпретацию как по времени, так и по атрибутам.

Как нефтяник «старой закалки», я лишь отмечу, что такое положение вещей представляет собой невероятное изменение по сравнению с теми временами, когда на конверты с данными сейсмосъемки в Северном Море клеили почтовые марки, а между проектом работ и «конечным» продуктом проходило пару лет... да и после, интерпретация на бумаге неизменно означала, что полностью интерпретирована была одна строка из десяти (возможно, пяти)!

Более того, теперь можно решать сложнейшие геологические проблемы, такие как съемка на большой глубине либо под соляными и базальтовыми отложениями – например, используя методы мультiazимутальной, широкоазимутальной и широкоугольной съемки.

Таким образом, современные 3D методы занимают центральную позицию в морской сейсморазведке, включая в себя анализ стратиграфии, седиментологии, прогнозирование фаций, физику пород, прогнозирование углеводородной фазы в региональном и разведочном масштабах, а затем обеспечивая «хирургически точный» инструмент для выбора расположения скважин.

Фактом остается то, что такая интеграция гораздо реже встречается на суше, и 3D сейсморазведка играет значительно меньшую роль.

В пример приведу недавно услышанную историю о разведке на форланде Лланос в Колумбии, где «все теперь проводят сейсморазведку 3D методом», имея коэффициент результативности до 75%, что для наземной разведки довольно-таки замечательно. Местность здесь - умеренно холмистые «скотоводческие угодия», поэтому для получения 3D данных условия довольно несложные... однако стоимость за квадратный километр раз в десять превышает цену за мультиклиентские морские сейсморазведочные данные, т.е. речь идет порядка о 25-30 тысячах долларов за кв. км.

Ну а если забираться в сам складчатый пояс Лланос, стоимость составит порядка 100 тысяч за кв. км. данных.

Почему так? Откуда такая разница? Как мы можем столько платить!

С моей точки зрения, наземная сейсморазведка

exploration in the Llanos foreland of Colombia where 'everybody now explores with 3D seismic', leading to success rates as high as 75% - pretty remarkable in an onshore environment. The terrain in this area is moderately undulating 'cow country' so relatively straightforward for acquiring 3D.....and yet the cost per sq km is roughly an order of magnitude, ten times, that of offshore multi-client 3D...so we are talking \$25-30,000 per sq km.

Step back into the Llanos fold belt itself, and the cost is more like \$100,000 per sq km.

Why so? Why these differences? How can we pay so much!

My contention is that onshore seismic has simply not yet seen the acquisition technology breakthrough that transformed offshore 3D over 15 years ago. As my old friend Ian Jack has pointed out many times, supported by Bob Heath of iSeis, both at Finding Petroleum events(3), one key is the slow pace and man-power intensive nature of using cables, and that the first breakthrough we seek is the advent of light-weight, long-life, wireless systems.

What this means is that, in turn, outside North America, onshore exploration itself remains untransformed, with the exception of the odd example such as that I have quoted from Colombia, Tullow Oil's activities in East Africa, one or two others.

I am fully aware that it would be unreasonable to expect onshore 3D seismic prices to drop to the level of offshore multi-client data, largely because onshore seismic crews have to contend with a variety of terrains and topographies, and that significant numbers of people will inevitably be involved in deploying onshore seismic equipment.

A better message than a simplistic 'cheaper please!' is that the cost of onshore 3D needs to be at the point where shooting it extensively - so it can be used for regional and prospect work - fits neatly into an approach of 'gradually focussing your onshore exploration'.

Permanent Reservoir Monitoring

Observations of both deep (oil & gas) and shallow (ground water) reservoirs lead to the conclusion that time-lapse geophysics - any observations of any producing reservoirs over time - must be based on the understanding of the physics of fluid-filled, parallel, compliant, fractures/micro-cracks – dilating or compacting as the reservoir is produced. This physics, this New Geophysics, has been documented over many years by Crampin, based especially on understanding and observing the effects of closely-spaced stress-

просто не видела еще того прорыва в технологии получения данных, который изменил морскую 3D сейсморазведку уже лет 15 назад. Как часто замечал мой старый друг Иан Джэк, а с ним и Боб Хит из компании iSeis на мероприятиях Finding Petroleum(3), причина заключается в медленности и больших трудозатратах при использовании кабелей, так что первый необходимый нам технологический прорыв – это появление легких и долговечных беспроводных систем.

Это означает, что в свою очередь, за пределами Северной Америки, наземная разведка остается неизменной, за редким исключением упомянутой местности в Колумбии, работ компании Tullow Oil в Восточной Африке и еще одного-двух отдельных случаев.

Я прекрасно понимаю: бесполезно ожидать, чтобы цены на наземную 3D сейсморазведку вдруг упали до уровня мультиклиентских морских разведочных данных, во многом из-за того, что сейсморазведочным бригадам придется столкнуться со сложностями работы в различных условиях местности и топографии, а для эксплуатации наземного сейсморазведочного оборудования неизбежно потребуется много человеческих ресурсов.

Поэтому лучше, чем просто посыл «дешевле, пожалуйста!» будет сказать, что стоимость наземной 3D сейсморазведки должна опуститься до такого уровня, чтобы масштабы ее подходили для целей региональных и разведочных работ и аккуратно укладывались бы в концепцию «постепенного фокусирования на наземной разведке».

Постоянный мониторинг коллектора
Наблюдения как глубоких (нефтегазовых) коллекторов, так и неглубоких (грунтовые воды) резервуаров приводят к выводу, что любые периодические наблюдения продуктивных коллекторов должны быть основаны на понимании физики наполненных флюидами, параллельных, согласных трещин и микротрещин, открывающихся или закрывающихся в процессе разработки коллектора. Эта физика, эта Новая Геофизика, уже много лет документируется Крампином и основана, в особенности, на понимании и наблюдениях признаков близко расположенных, ориентированных вдоль напряжения наполненных флюидами микротрещин на основе метода двоякого преломления поперечных волн (SWS) в коре и верхней мантии. В то время, как продольные волны и в теории, и по данным наблюдений, проявляют лишь слабую чувствительность к таким системам трещин, метод SWS полностью определяется параллельными микротрещинами и может быть измерен с точностью

aligned fluid-saturated microcracks on seismic shear-wave splitting (SWS) in the crust and upper mantle. Whereas P waves are in both theory and observation only weakly sensitive to such crack systems, SWS is wholly determined by parallel microcracks and can be measured with first-order accuracy. Thus SWS is a second-order quantity (small changes in shear-wave velocities) that can be read with first-order accuracy - bringing tremendous resolution.

To Summarise:

P-wave reflectivity - the basis of all our conventional reflection seismic technology, whether 2D, 3D or 4D - is not sensitive to rock anisotropy.

P-wave velocity anisotropy and, most significantly, shear-wave splitting are, proffering a methodology for the new geophysical characterisation of real rocks.

The case for Permanent Reservoir Monitoring

The notion that reservoirs, having experienced a maximum horizontal stress over geological time scales, will contain aligned micro-cracks and at a critical density – thus responding rapidly to quite small pressure changes induced by injection and production - has significant implications for geophysical, especially seismic, monitoring of reservoir dynamics.

First of all, we can say that conventional 4D seismics – towed streamer surveys for example – only discern changes in P-wave reflectivity and thus offer at best an incomplete view of reservoir dynamics, one that is unquantifiable, allowing only empirical or 'phenomenological' comparisons.

Secondly, a complete, predictive, quantifiable, view of reservoir dynamics requires 3C seismic acquisition, with probable reservoir volatility strengthening the case for frequent measurement i.e. permanent installations.

Finally, changes in stress can be monitored by changes in SWS so that stress-accumulation before fractures in reservoirs (and earthquakes and volcanic eruptions) can stress-forecast the time, magnitude, and estimate location of impending fractures (and earthquakes and eruptions). This is of course relevant to the practice of 'fracking' and associated seismic activity.

Conclusion

In reality, the technologies I have described are all things we know how to do.

Given this, we must ask why the major oil field service companies do not provide these technologies. It cannot be that they are unaware of them but they do seem to prefer to offer what I have termed 'incrementalism' of their staple products. Perhaps they are happy to leave

I класса. Таким образом, SWS – величина второго порядка (небольшие изменения в скорости поперечных волн), которая может измеряться с точностью I класса, что обеспечивает замечательное решение задачи.

Итак:

Отражение продольных волн – основа всех наших традиционных технологий отражения сейсмических волн, независимо от того, нечувствительны ли 2D, 3D или 4D к анизотропии пород.

Анизотропия скоростей продольных волн и, наиболее значимый метод двоякого преломления поперечных волн – хорошие предпосылки для создания методологии новой геофизической характеристики реальных пород.

Аргументы за постоянный мониторинг коллектора. Мысль о том, что коллекторы, подвергнутые максимальному горизонтальному давлению в геологическом масштабе времени могут содержать правильно ориентированные микротрещины в критических концентрациях, таким образом реагируя на довольно небольшие перепады давления, вызванные нагнетанием и добычей, имеет значимые последствия для геофизического, особенно сейсмического мониторинга динамики коллекторов:

Прежде всего, можно сказать, что традиционная 4D сейсморазведка, например, профилирование с помощью буксируемых кос, различает лишь изменения в отражении продольной волны, таким образом предлагая, в лучшем случае, неполную картину динамики коллектора, количественно неизмеримые данные, позволяющие делать лишь эмпирические или «феноменологические» сравнения.

Во-вторых, для полной, предсказательной, количественно измеримой картины динамики коллектора, необходимо получение 3С сейсмических данных, причем, учитывая вероятную изменчивость коллектора, еще острее стоит вопрос о проведении часто повторяемых измерений, т.е. организации стационарных мониторинговых установок.

В конечном итоге, изменения напряжения могут регистрироваться на основе изменений в данных двоякого преломления поперечных волн, чтобы накопление напряжения до появления трещин в коллекторе (а также землетрясений и извержений вулканов) могли использоваться для прогнозирования времени, амплитуды и примерного положения предстоящего возникновения трещин (а также землетрясений и извержений вулканов). Разумеется, это относится к практике ГРП и связанных с ним других сейсморазведочных мероприятий.

the innovative regime to smaller players who they hope to control and/or oppose? And perhaps, if these smaller players succeed in 'disrupting' the existing market place, then as a last resort – or even as a clear strategy – they can be taken over?

References:

- (1) www.rigzone.com/news/article_pf.asp?a_id=109850
- (2) www.findingpetroleum.com/n/Insight_The_increasing_use_of_Gravity_Gratiometry_in_the_Exploration_Workflow/edb52e81.aspx
- (3) <http://64be6584f535e2968ea8-7b17ad3adbc87099ad3f7b89f2b60a7a.r38.cf2.rackcdn.com/Jack.2013.OilVoiceForum.March.Rev3.pdf>
- (4) http://www.geoexpro.com/article/Reservoir_Dynamics_and_the_New_Geophysics/61d1026e.aspx

Заключение

В реальности, все описанные мной технологии – это то, что мы уже умеем делать.

Учитывая это, мы должны задаться вопросом – почему крупнейшие нефтесервисные компании не предлагают такие технологии. Быть не может, что эти методы им неизвестны, но похоже, что компании предпочитают предлагать то, что я назвал бы «пошаговым приращением» своих основных продуктов. Возможно, эти компании предпочитают оставить инновации мелким игрокам, которых надеются контролировать и/или оказывать им сопротивление? И возможно, если эти небольшие компании преуспеют в «расшатывании» существующей рыночной ситуации, после чего, как последнее средство – или даже выверенная стратегия – эти компании могут быть выкуплены?

Ссылки:

- (1) www.rigzone.com/news/article_pf.asp?a_id=109850
- (2) www.findingpetroleum.com/n/Insight_The_increasing_use_of_Gravity_Gratiometry_in_the_Exploration_Workflow/edb52e81.aspx
- (3) <http://64be6584f535e2968ea8-7b17ad3adbc87099ad3f7b89f2b60a7a.r38.cf2.rackcdn.com/Jack.2013.OilVoiceForum.March.Rev3.pdf>
- (4) http://www.geoexpro.com/article/Reservoir_Dynamics_and_the_New_Geophysics/61d1026e.aspx



XII Международный Форум

«СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ – 2013»

18 октября, Москва, «Арабат Парк Хаятт»

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ ФОРУМА

- Тенденции и динамика развития рынка нефтепромышленного сервиса и оборудования
- Государственная стратегия развития нефтесервисного рынка в текущей экономической ситуации
- Потенциал нефтесервисной отрасли в новых и традиционных регионах
- Взаимодействие между заказчиками, подрядчиками и поставщиками: актуальные вопросы и тенденции
- Оценка спроса нефтегазовых компаний на сервисные услуги и предложения нефтесервисных компаний в сегментах отрасли
- Стратегии развития компаний-поставщиков нефтепромышленного сервиса и оборудования
- Факторы повышения эффективности бизнеса в современных экономических условиях

VI ЕЖЕГОДНАЯ ЦЕРЕМОНИЯ ВРУЧЕНИЯ ПРЕМИИ OFS AWARDS – 2013

18 октября, Москва, «Арабат Парк Хаятт»

Премия OFS AWARDS призвана выявить лучшие достижения на рынке нефтесервиса и наградить компании, чьи бизнес-концепции, надежность, заявляемое качество и общественная значимость будут подтверждены и оценены экспертами рынка:

- привлечение внимания потенциальных заказчиков нефтесервисных услуг, общественных и государственных организаций к рынку нефтесервиса;
- стимулирование внедрения наиболее передовых технологий на нефтесервисном рынке: КРС, ПНП, бурение, геологоразведка;
- информационный обмен и укрепление сотрудничества между участниками нефтесервисного рынка;
- знакомство участников Премии с профессиональным мнением коллег, аналитиков, обозревателей с целью повышения качества работ/оказываемых услуг;
- популяризация лауреатов и номинантов Премии в СМИ;
- сбор и предоставление потребителям информации о лучших проектах/достижениях в области нефтесервиса;
- повышение уровня инвестиционной привлекательности нефтесервисных компаний.

МЕДИАПАРТНЕРЫ

Генеральный медиапартнер



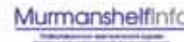
Официальный медиапартнер



Стратегические медиапартнеры



Медиа партнеры



+7 (495) 502 54 33
+7 (495) 778 93 32



ElkanovaO@rpi-inc.com



www.rpi-conferences.com