

Нетрадиционная разведка!

Exploring Unconventionally!

Дэвид Бэмфорд, bamford_windward@hotmail.com

David Bamford, bamford_windward@hotmail.com

Существуют поводы считать, что за последние лет двадцать, компании, ведущие разведку в море, в некотором роде «обленились», полагаясь на то, что успех им обеспечат данные региональной 3D сейсморазведки.

Однако это будет невозможно, когда разведчики вернутся на сушу в поисках трудноизвлекаемых запасов: использование разведочными компаниями инновационных технологий станет ключевым фактором при возврате к наземной разведке на этом пути «назад в будущее».

В этой статье я собрал информацию о некоторых важных технологиях разведки, расположив их по степени масштабности и разрешения.

Дистанционное зондирование и нефтепроявления

В отдельных случаях, спутниковая съемка может выявлять признаки недавних изменений топографии. Вероятно, один из наиболее ярких примеров - наблюдения за поднятиями поверхности на месторождении Гавар в Саудовской Аравии в

It can be argued that over the last 20 years or so, offshore explorers have become 'lazy', relying on regional 3D seismic to bring them success.

This will not be possible when explorers turn to looking for unconventional resources onshore; the innovative use of technology will be the key to explorers "going back to the future" and returning to onshore exploration.

In this article, I assemble some relevant exploration technologies in order (roughly) of increasing resolution and focus.

Remote Sensing & Seepage

Satellites can on occasion offer evidence of recent topographical changes. Perhaps one of the better known examples are the observations of surface elevation above the Ghawar oil field of Saudi Arabia, seeking changes presumed to be due to the reservoirs compacting as oil was produced.

However, the results were not as expected⁽¹⁾ and not uncontentious⁽²⁾!

поисках изменений, вызванных, предположительно, уплотнением пород по мере добычи нефти.

Однако результаты этих наблюдений оказались неожиданными⁽¹⁾ и неоспоримыми⁽²⁾!

Спутниковой съемкой также выявляют нефтепроявления на поверхности, и на сегодняшний день, это наиболее активная форма дистанционного зондирования.

Важно обозначить разницу между макро-нефтепроявлениями и микро-высачиванием.

Макро-нефтепроявления - это известные издавна и даже упоминавшиеся в Библии отдельные видимые выходы нефти, которые использовались для заложения скважин еще в Персии и Ираке (найти антиклиналь с выходом нефти, выяснить внутреннюю геометрию складки, бурить в нужной точке) – то, чем занималась BP в конце 80-х - начале 90-х, сначала используя воздушно-лазерный флуоресцентный метод (ALF), затем при помощи пары дорогих солнцезащитных очков, а потом отправляя дистанционно управляемые аппараты для изучения хемосинтетических колоний, живущих за счет выходов нефти на морском дне.

В наши дни применяют преимущественно технологию PCA, и такие компании, как Fugro NPA (теперь часть CGG) предлагают такую услугу. О том, что необходимо учитывать, рассказывалось в двух презентациях на форуме Finding Petroleum⁽³⁾: избегать ложноположительных результатов (например, вызванных тем, что иракские супертанкеры всегда промывают емкости в одном и том же месте) и отбирать пробы на месте.

В отношении макро-нефтепроявлений обычно приводится два аргумента: Во-первых, почти в шутку, найти нефтепроявление - это хорошо или плохо? Свидетельствует оно о действующей нефтегазоносной системе или же просто указывает на протекание ловушек? Обычно каналы перемещения флюидов можно выявить на основе региональных сейсморазведочных данных. Во-вторых, и это уже более серьезно – можно ли и следует ли использовать такие признаки для отбраковки рискованных проектов: покажет ли геохимический анализ проб нефти, находилась ли эта нефть когда-то в коллекторе или же сформировалась недавно, а проявление на поверхности – лишь выход канала ее миграции?

Полагаю, наиболее разумный подход – считать такие нефтепроявления признаками действующей нефтегазоносной системы, которая может

Satellites also offer information on petroleum seepage, and this is currently the most active form of remote sensing.

It's important to distinguish between macro-seeps and micro-seepage.

Macro-seeps are the individual observable seeps that have been known for a long time - mentioned in the Bible, used to locate wells in the early days in Persia and Iraq (find an anticline with a seep on top, figure out the internal geometry of the fold, drill in the right place) - the sort of thing BP was chasing in the late '80's/early '90's with firstly ALF (airborne laser fluorescence) and later a pair of expensive sunglasses, and then sending ROVs down to inspect chemo-synthetic communities living on seeping oil on the seabed.

Nowadays, the technology of choice tends to be satellite-based SAR and companies like Fugro NPA (now part of CGG) offer this as a service. A couple of their Finding Petroleum talks⁽³⁾ are a good example of what you can do: the need to avoid false positives (Iraqi supertankers always flushing their tanks in exactly the same place, for example), the need to get out there and take samples.

There tend to be two arguments about macro-seeps. Firstly, slightly facetiously, is seeing one a good thing or a bad thing - are they evidence of a working petroleum system or proof that traps are simply leaking? Usually, you can figure out the fluid pathways by looking at regional seismic data. Secondly, and more seriously, is there any way they can or should be used for de-risking prospects - when you have a sample of the oil, does geochemical analysis tell you that it has ever sat in a reservoir or is it recently generated oil and the seep is simply sitting at the end of a migration pathway?

I think the sensible approach is simply to regard such seeps as proof of a currently working petroleum system which can probably be typed by geochemistry to a plausible source rock,

In seepage terms, **macro-seeps** are the big signals and **micro-seepage** is the background noise, being more widespread and much less obvious. There are two different approaches to thinking about the latter. Firstly you can attempt to sample micro-seepage directly: this is what GORE Surveys for example say they do. They have done a couple of Finding Petroleum presentations⁽⁴⁾⁽⁵⁾ which are a good summary of their technology, deployable both onshore and offshore.

Alternatively, you can appeal to the reasonably well documented thought that seepage will affect both soil chemistry and/or vegetation and deploy a technology that will pick this up. There are several examples but again satellites can be used for this, with the Soviet Union having decided this was a good idea.... Scotforth has inherited

быть геохимически достоверно приурочена к соответствующей материнской породе.

Если говорить о высачивании вообще, макро-нефтепроявления стоит считать крупными признаками, а микро-высачивание – фоновым шумом, значительно шире распространенным и менее очевидным. Существует два различных подхода к последнему. Во-первых, можно напрямую опробовать микро-высачивание: этим занимаются, к примеру, GORE Surveys. Их технология может использоваться как на суше, так и в море – она была подробно описана на двух выступлениях компании на форуме Finding Petroleum⁽⁴⁾⁽⁵⁾.

В противном случае, можно привести хорошо документированный довод о том, что процесс высачивания оказывает влияние на химию почв и/или растительность, и воспользоваться технологией, распознающей эти признаки. Таких технологий несколько, но опять же, с этой целью можно использовать спутники, и в Советском Союзе считалось, что это хорошая идея... Компания Scotforth унаследовала элементы такого подхода и представила по этой теме несколько презентаций на форуме Finding Petroleum⁽⁶⁾.

Наблюдения за **микровысачиванием** с использованием любой технологии, иногда вызывают серьезные скептические замечания по двум направлениям. Прежде всего, считается, что защитники идеи не слишком-то церемонятся с вопросом, что считать основным признаком, а что фоновым шумом. Во-вторых, мне кажется, что никто так ни разу и не смог показать, чтобы проба нефти из точки микро-высачивания в какой-то момент находилась бы в коллекторе, поэтому к заявлениям о том, что этот подход можно использовать для отбраковки объектов, нужно относиться с большой осторожностью.

Вероятно, лучше всего будет сказать, что такое высачивание может указывать на действующую нефтегазоносную систему.

Возникает мысль, что обилие скептицизма и многообразие мнений о высачивании в общем, имеют отношение к вопросу о том, является ли высачивание свидетельством наличия углеводородов, мигрировавших от материнских пород в какую-то ловушку или же не является. Но эта озабоченность – вопрос для **традиционной** разведки. Может быть, высачивание может рассматриваться иначе, когда речь идет о **нетрадиционной** разведке, где предметом поиска являются сланцевая нефть или сланцевый газ. Могут ли наблюдения за высачиванием и опробование помочь в поисках «лакомых кусков» на сланцевых месторождениях?

some of this Soviet thinking and have done a couple of Finding Petroleum presentations⁽⁶⁾ on this subject.

Micro-seepage observations using any technology sometimes produce deep scepticism on two levels. First of all, the proponents are thought to play somewhat fast and loose with the question of 'what is signal, what is noise?'. Secondly, I believe that it is still true that nobody has ever demonstrated that a sample of micro-seeped oil ever spent any time in a reservoir so claims that this approach can be used to de-risk prospects should be treated with (extreme) caution.

Perhaps the best that can be said is that such seepage may demonstrate a currently working petroleum system.

One thought would be that much of the scepticism, many of the diverse opinions, about seepage in general relate to whether or not it offers any evidence at all of petroleum that has migrated away from a source rock into a trap of some sort. This is a pre-occupation of **conventional** exploration.

It may be that seepage offers a different perspective when thinking about **unconventional** exploration where the focus is on shale oil or shale gas. Could seepage observations and sampling for example help locate the «sweet spots» in a shale play?

Conventional Gravity & Magnetics

Most access to conventional potential field data – gravity and magnetics – is via regional data bases such as the careful compilations (still) offered by Getech for the Middle East, substantial parts of Russia and the FSU, parts of Africa, and so on.

Such data is useful at the basin scale, for example for mapping 'basement', revealing structural grain etc but does not have sufficient resolution and lack of ambiguity for modern 'surgical' exploration. Also it is difficult to reconcile/integrate magnetic models with seismic.

However, the advent of Full Tensor Gravimetry (FTG) has improved resolution markedly and, integrated with modest amounts of 2D seismic, this has emerged as a powerful exploration tool. ArkEx have written an excellent summary of the technology which you will find here⁽⁷⁾.

A Canadian company, NXT Energy, offers an airborne gravity-based technology which is based on the premise that the earth's gravity field is locally distorted by stress (tectonic stress, affecting fracture orientations and so on) and that this in turn relates to (or even controls??) the distribution of fluid traps, and that these can therefore be detected by using airborne 'rotational gravity' surveys.

Passive Seismic

Typically this technology involves deploying up to a hundred



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



18 марта 2014

НЕФТЕГАЗСНАБ Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



22 мая 2014

НЕФТЕГАЗСТРОЙ Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с иносфирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



11 сентября 2014

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



9 октября 2014

НЕФТЕГАЗСЕРВИС Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями



4 декабря 2014

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Традиционная гравиметрическая и магниторазведка

Большая часть **потенциальных** полевых данных традиционной разведки методом гравиметрии и магнитной съемки существует в форме региональных баз данных, таких, как тщательные подборки, предлагаемые (до сих пор) компаниями Getech для районов Среднего Востока, значительных территорий России и СНГ, частей Африки и так далее.

Такие данные будут полезны в масштабах бассейнов, к примеру, для картирования «фундамента», выяснения **структуры частиц** и т.д., но не располагают достаточным разрешением и однозначностью, чтобы обеспечить современную «хирургически точную» разведку. Кроме того, согласование/интеграция магнитных и сейсмических моделей представляет собой сложную задачу.

Однако, появление гравиметрии методом измерения полного тензора (FTG) позволило заметно увеличить разрешение, и в сочетании с умеренными объемами 2D сейсморазведочных данных, эта методика стала мощным инструментом в разведке недр. Компания ArkEx написала отличный обзор этой технологии, который можно найти по ссылке⁽⁷⁾.

Канадская компания NXT Energy предлагает технологию гравитационной аэросъемки, основанную на допущении, что гравитационное поле Земли искажается напряжениями (тектоническим напряжением, влияющим на ориентацию трещин и т.д.), и что это, в свою очередь, влияет на (или даже контролирует??) распространение ловушек флюидов, которые, таким образом, могут быть определены воздушной гравиметрической съемкой.

Пассивная сейсморазведка

Обычно, для этой технологии используется до сотни узлов, настроенных на долгосрочные измерения одного из двух источников сейсмических волн:

- » Естественные землетрясения на значимых расстояниях от регистрирующих устройств
- » Или сейсмические возмущения, вызванные полевыми мероприятиями, такими как ГРП или закачка воды, поблизости от записывающих устройств.

В случае, когда источником сейсмической активности являются природные землетрясения, фундаментальный принцип в том, что продольные волны от землетрясения в последние несколько секунд проходят почти вертикально через изучаемую толщу осадочных пород. Считается, что спектр частот таких продольных волн изменяется в различных пределах в зависимости от того, через какие конкретно породы и флюиды они проходят.

or so long-term recording nodes to 'listen' to one of two seismic sources:

- » Either natural earthquakes at considerable distances from the recorders
- » Or 'earthquakes' induced by a field activity such as "fracking" or water injection, in the vicinity of the recorders.

With natural earthquakes as sources, the fundamental notion is that the compressional waves arriving from the earthquake are, for last few seconds of their path, travelling near-vertically through the sedimentary section of interest. The frequency content of these P waves is deemed to be altered by varying amounts depending on exactly what rock-and-fluids are being traversed. In particular, it has been asserted that the presence of hydrocarbons has a significant impact on attenuation, enabling petroleum-bearing reservoirs to be identified. This proposition is not without opponents.

Nevertheless, I have seen examples where reverse time migration of such compressional waves through a well-defined velocity model (derived from 3D seismic) seems to locate a zone of "anomalous attenuation" in both a known and a nearby, postulated, oil reservoir.

As remarked, this has been regarded as technically contentious, and it is interesting that Spectraseis, who were one of the leading advocates and suppliers of this approach, have re-located from Zurich to Houston to deploy their equipment on the other type of passive source.

To observe induced 'earthquakes' as sources, the recording equipment is near to where "fracking" itself, disposal of "fracking" fluids or conventional water injection is taking place, monitoring the small shocks that either do or may occur during these processes. In theory, this has two or three benefits:

- » The 'shock' can be precisely located, allowing it to be shown whether or not the fracture has remained confined in the target reservoir interval.
- » As with natural earthquakes, it is possible to construct fault plane solutions which demonstrate fracture directions.
- » Associated events, involving "fracking" fluids or water, can be precisely located,

Micro-Seismic Inc. and now Spectraseis are two of several companies active in this field.

Conventional Seismic

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.



www.rospromeco.com

РОССИЙСКИЙ
ПРОМЫШЛЕННО-
ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

РОСПРОМЭКО

10 -14 ДЕКАБРЯ 2014
МОСКВА, ГОСТИНЫЙ ДВОР

«ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА РОССИИ
В АСПЕКТЕ РЕАЛИЗАЦИИ КОНЦЕПЦИИ
УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ»

«РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - ОСНОВНОЙ
ЭЛЕМЕНТ РЕАЛИЗАЦИИ КОНЦЕПЦИИ
УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

«ОБРАЩЕНИЕ С ОТХОДАМИ
ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ:
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ»

«СОЦИАЛЬНО-ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬ БИЗНЕСА»

«ЗАГРЯЗНЕНИЕ АТМОСФЕРЫ:
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ»

«ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОЧВ И ВОДНЫХ
ОБЪЕКТОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ
ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ»

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ:

Институт проблем
регионального развития

КОНТАКТЫ:

119019, Москва, а/я 76
Тел./факс: +7 (495) 664-24-18
iprr@iprr.ru

www.iprr.ru

Всероссийская выставка
с международным участием

«РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ В ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ»

В частности, утверждается, что присутствие углеводородов имеет сильное влияние на затухание волн, что позволяет определять нефтегазоносные пласты. Это предположение также встречает критику.

Тем не менее, я видел примеры, когда обратный прогон по времени миграции таких продольных волн через четкую скоростную модель (рассчитанную по 3D сейсмическим данным), обнаруживает зону «аномального затухания» как в известном нефтеносном пласте, так и в находящемся рядом предполагаемом.

Как отмечалось, это считается технически спорным вопросом, и интересно заметить, что компания Spectraseis, которая была одним из ведущих сторонников и поставщиков такого подхода, перебралась из Цюриха в Хьюстон, чтобы использовать свое оборудование на другом типе пассивного источника.

Чтобы рассматривать техногенные «землетрясения» в качестве источника, записывающее оборудование устанавливается вблизи мест, где ведется ГРП, сброс «разрывающих» жидкостей или обычная закачка воды, и ведется мониторинг небольших возмущений, которые возникают или могут возникать во время таких процессов. В теории, в этом есть два или три преимущества:

- » «Возмущение» может быть точно определено в пространстве, что позволяет определить, осталась ли трещина в пределах целевого интервала пласта или нет.
- » Как и в случае с природными землетрясениями, можно разработать решение плоскости нарушения, что выявит направление трещин.
- » Попутные события, связанные с «разрывающей» жидкостью или водой, могут быть точно определены в пространстве

Две из нескольких компаний, ведущих активную деятельность по данному направлению - Micro-Seismic Inc. и Spectraseis.

Традиционная сейсморазведка

Современные 3D методы занимают центральную позицию в морской разведке, 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.

There are two significant issues with respect to the use of conventional seismic onshore, especially 3D.

The first is Cost.

The second – specific to the pursuit of shale oil and shale gas – is whether our use of Seismic Attributes, honed for exploring for oil and gas in porous sandstones and, to some extent, carbonates, can be developed so as to be useful for shales.

What about Costs?

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

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⁽⁸⁾⁽⁹⁾, one absolute key is the slow pace and manpower intensive nature of using cables, and that the first breakthrough we seek is the advent of light-weight, long-life, wireless systems.

The second breakthrough has perhaps already been made – the almost routine use of 'simultaneous sweep' Vibroseis, initially proven by BP in the deserts of North Africa but now finding application more widely.

Taken together, 'simultaneous sweep' and 'wireless recording' will dramatically reduce the cost (per sq km) of onshore 3D.

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 because 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

Существуют две значительных проблемы в отношении традиционной сейсморазведки на суше, особенно 3D.

Первая – это цена.

Вторая проблема, частная для сланцевых месторождений, заключается в том, может ли использование сейсмических параметров, применяемое для разведки на нефть и газ в пористых песчаниках и, до некоторой степени, карбонатных породах, быть доработано для успешной разведки сланцевых месторождений.

Что же с ценой?

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

простые... 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 можно столько платить!

С моей точки зрения, наземная сейсморазведка просто не видела еще того прорыва в технологии получения данных, который изменил морскую 3D сейсморазведку уже больше 15 лет назад.

Как часто замечал мой старый друг Иан Джэк, а с ним и Боб Хит из компании iSeis на мероприятиях Finding Petroleum⁽⁸⁾⁽⁹⁾, причина заключается в медленности и

shooting it extensively - so it can be used for regional and prospect work - fits neatly into the 'gradually focussing your onshore exploration' approach.

What about Seismic Attributes?

Kimmeridge Energy's analyses show that the economics of a US shale play can vary considerably depending whether you are in the 'core' or 'non-core' of that play. Post-drill of course definition of what is 'core' or 'non-core' is relatively straightforward, especially when there is a huge data base with which to work – of well logs, cuttings, core, flow rates etc; the whole lends itself to statistical analysis. In a data-rich basin, this analysis may even be possible pre-drill; as Kimmeridge Energy put it “defining the core relies on mapping optimal convergence of various

technical attributes”, for example mineralogy, depth, thickness, porosity, permeability, fracturing, TOC/R0, S1 for the 'target' shale⁽¹⁰⁾.

I question how many North American players will be able to successfully translate their US and Canada experiences to the international scene? Costs are likely to be higher almost anywhere on the planet outside



Кабели и «ручная откатка»; фото предоставлено Wireless Seismic Inc.
Cables and 'man-hauling'; picture courtesy of Wireless Seismic Inc.

North America and so defining the 'core' – the 'sweet spot' - of a shale play pre-drill will be absolutely critical; to do this, companies promising to succeed internationally will need access to key skills, perhaps especially in petroleum geochemistry, that have been neglected in the pursuit of offshore, especially deepwater, provinces.

Also, the amount of data, and perhaps especially its quality, will be significantly less than that typically found in the USA.

And if we believe in historical analogues, we can point to the relative failure 20-25 years ago of many companies, with skills honed in the even then extremely, and relatively, data-rich USA and Canada, to succeed in international settings.

So whilst there has been a logical focus on exploitation issues in thinking about exporting the US 'shale gale' to the Rest of the World – whether the necessary drilling

больших трудозатратах при использовании кабелей, так что первый необходимый нам технологический прорыв – это появление легких и долговечных беспроводных систем.

Второй прорыв, возможно, уже произошел: почти вошло в рутину использование метода «одновременных свипов» Вибросейс, изначально доказанного компанией BP в пустынях Северной Африки, а сегодня используемого значительно шире.

В сочетании, одновременные свипы и беспроводная запись данных значительно сократят стоимость наземной 3D разведки за кв. км.

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 на суше придется столкнуться со сложностями работы в различных условиях местности и топографии, а для эксплуатации наземного сейсморазведочного оборудования неизбежно потребуется много человеческих ресурсов.

Поэтому лучше простого призыва «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».

А что до сейсмических параметров?

Анализы Kimmeridge Energy показывают, что экономика сланцевого плеча в США может сильно зависеть от того, насколько близко к центральной его части ведутся работы. Определение упомянутого «центра» после бурения довольно просто, особенно при наличии огромной базы данных по скважинам, шламу, керну, дебитам и т.п. - все это доступно для статистического анализа. Такой анализ возможен еще до бурения для бассейнов, по которым есть множество данных; как сформулировали это специалисты Kimmeridge Energy «определение центра зависит от картирования оптимальной сходимости различных технических атрибутов», например, минералогии, глубины, мощности, пористости, проницаемости, трещиноватости, TOC/R0, S1 для «целевых» сланцев⁽¹⁰⁾.

& completions equipment exist in the required numbers elsewhere, whether public and political opinion will support exploitation, whether the necessary supporting workforce and infrastructure exists – my focus is on whether we actually know how to explore for these so-called ‘resource plays’ in an international setting?

Can geophysics help, specifically seismic technology?

The immediate answer seems to be Yes; there have been several studies of the geophysical properties of shales with several recent examples prompted by the ‘shale gale’. It’s somewhat different from say mapping channel geometries in deep water clastic systems, and then predicting fluid fill and porosities from acoustic impedance or AVO, but it can be done.

For example, it seems that TOC is related to density, and density is of course a component of impedance and therefore in principle extractable from reflectivity.

Historical data also show that well productivity is a function of the induced fracture extent and how well the formation can maintain those fractures. ‘Frackability’, the propensity of the formation to fracture and maintain the fracture, is directly correlated with brittleness and thus an important additional requirement of predicting shale ‘sweet spots’ is to forecast brittleness, identifying the reservoirs tendency to fail under stress and then to maintain a fracture. Accessing Young’s Modulus from seismic data may help here⁽¹¹⁾.

This takes us into a novel area. The generation of oil or gas in a source rock generates micro-fractures and these fractures will then evolve under the action of natural differential stress in the earth, typically acquiring a preferred orientation over geological time. These micro-fractures then control first of all the likely movement of hydrocarbons within and through the source rock and also the innate brittleness of the rock. These aspects of geomechanics must then be linked to our ability to interpret seismic data; the simple summary is that three component (3C) seismic data brings an ability to use shear waves (and sometimes P wave velocity) to map fractures, an ability which cannot be achieved with conventional seismic data.

So, in principle seismic could be used to find ‘sweet spots’if it were not for the prices charged by cable-using seismic contractors!

Thus, at least in my humble opinion, two key questions are – can we use non-seismic techniques to focus our efforts in a play into a relatively small area, and then use cable-less seismic technology to acquire (3C) 3D at a “not losing your shirt” cost?

The integration Issue

So let’s suppose you are exploring for shale oil ‘sweet spots’ above one of the world’s great source rocks, in a

Я задаюсь вопросом, сколько из североамериканских участников рынка смогут успешно использовать свой опыт работы в США и Канаде на международной арене? Стоимость будет выше почти везде на планете, кроме Северной Америки, поэтому определение «центра» – «лакомого куска» сланцевого плеча до бурения будет абсолютно необходимо; и для этого компаниям, которые планируют свой успех на международной арене, потребуются ключевые навыки, особенно в нефтегазовой геохимии, которыми долгое время пренебрегалось, ведь все были заняты поисками морских, особенно глубоководных, нефтяных провинций.

Кроме того, объем данных, и в особенности, их качество будет значительно ниже, чем обычно в США.

И, если верить историческим аналогиям, вспомним, как лет 20-25 назад многие компании, даже располагая соответствующими навыками в даже очень богатых данными США и Канаде, не смогли добиться успеха на международных проектах.

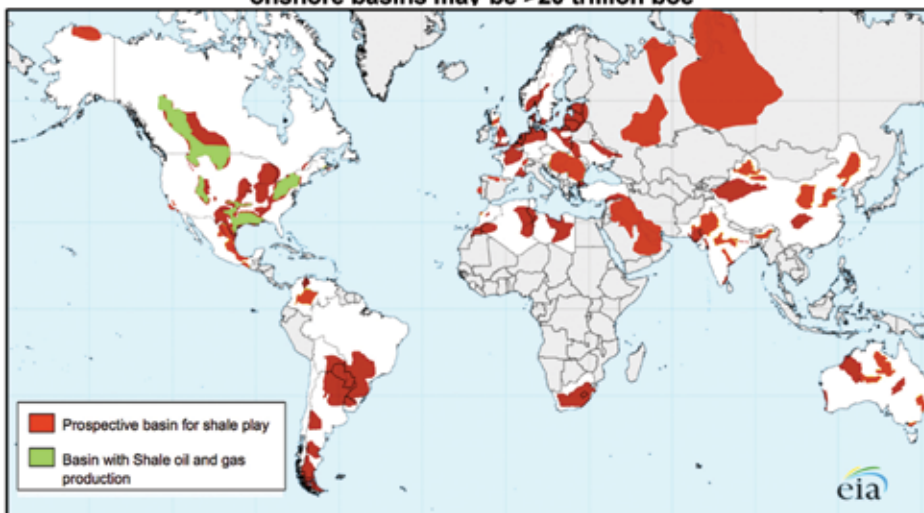
Поэтому, пока логический центр внимания в деле экспорта «сланцевого бума» из США в другие регионы планеты удерживается на вопросах эксплуатации – достаточны ли объемы оборудования для бурения и заканчивания скважин за пределами США, поддержит ли такую эксплуатацию общественность и политические структуры, найдется ли достаточно ли рабочей силы и существует ли необходимая инфраструктура, мой главный вопрос в том, обладаем ли мы достаточными знаниями, чтобы разведывать так называемые «ресурсные плеи» на международном уровне?

Поможет ли здесь геофизика, в частности, технологии сейсморазведки? Похоже, что

tough regulatory environment where a key objective is to 'make every well count' and drill as few as possible.

Defining the Global Opportunity Set

Our research suggests that estimated in-place unconventional resources for onshore basins may be >20 trillion boe



Source: Kimmeridge Energy, USGS, Advanced Resources International and Energy Information Administration (EIA)

World-class source rocks: map courtesy of Kimmeridge Energy.

At your disposal, you could have:

- » Satellite (SAR) images showing a few active seeps and also possible petroleum-related variations in vegetation.
- » FTG data (and some 2D seismic) revealing basin shape, structural grain.
- » Some passive seismic data showing a small number of zones of 'anomalous attenuation'.
- » A semi-regional 3D survey, allowing a good geological model to be built.
- » Seismic attributes from said survey.
- » Some information on fracture densities and preferred orientations.
- » Some micro-seep samples.

Powerful stuff.

You will also need large amounts of tracing paper and an old-fashioned light table!

Because I would assert that there is at the moment no other way of integrating all these different types of data and then visualising them together.

I wait for somebody to show me that I am wrong!

References

1. <http://online.wsj.com/article/SB121002229576468609.html>
2. <http://www.theoil Drum.com/node/3954>

непосредственный ответ – «да»; в последнее время проводились исследования геофизических характеристик сланцев, некоторые из которых были спровоцированы «сланцевым бумом». Ситуация здесь отличается от, скажем, картирования геометрии каналов в системах обломочных пород глубоко под водой с последующим прогнозированием пористости и заполнения флюидами на основе акустического импеданса или AVO, но все же, возможно.

Например, похоже что значение ООУ связано с плотностью, а плотность - составляющая импеданса, поэтому, в принципе, может быть выведена из отражения.

Исторические данные также показывают, что производительность скважины зависит от разрываемости пород и того, насколько хорошо пласт может удерживать наведенные трещины. «Разрываемость» пород, склонность пласта к растрескиванию и сохранению трещин, напрямую коррелируется с хрупкостью, поэтому важным дополнительным требованием в определении сланцевых «лакомых кусков» будет прогнозирование хрупкости, определяющей склонность пласта к разрушению под напряжением и сохранению трещиноватости. Здесь может пригодиться модуль Юнга, полученный из сейсмических данных⁽¹¹⁾.

Это приводит нас в новаторскую область. Формирование нефти и газа материнскими породами создает микротрещины, которые эволюционируют под воздействием естественного дифференциального напряжения пород, обычно с течением геологического времени приобретая определенную преимущественную ориентацию. Затем эти микротрещины контролируют, в первую очередь, возможное движение углеводородов в материнской породе, а также естественную хрупкость пород. Затем эти аспекты геомеханики необходимо увязать с нашей способностью интерпретировать сейсмические данные; если говорить кратко – трехкомпонентные (3С) сейсмические данные дают возможность использовать поперечные волны (а иногда и скорость распространения продольных волн) для картирования трещин, то есть то, чего невозможно достичь, располагая лишь традиционными сейсмическими данными.

Поэтому, в принципе, сейсморазведка могла бы способствовать в поисках «лакомых кусков»..... если бы не драконские цены, установленные использующими кабель сейсморазведочными подрядными компаниями.

3. http://www.findingpetroleum.com/event/South_East_Asia_exploration_where_are_the_big_fields_hiding/80255.aspx
4. http://www.findingpetroleum.com/event/Advances_in_Exploration_Technology/01a.aspx
5. http://www.findingpetroleum.com/event/The_North_Atlantic_where_are_the_big_fields_hiding/07d6f.aspx
6. http://www.findingpetroleum.com/event/Advances_in_Exploration_Technology/01a.aspx
7. http://www.findingpetroleum.com/n/Insight_The_increasing_use_of_Gravity_Gradiometry_in_the_Exploration_Workflow/edb52e81.aspx
8. <http://64be6584f535e2968ea8-7b17ad3adb.c87099ad3f7b89f2b60a7a.r38.cf2.rackcdn.com/Jack.2013.OilVoiceForum.March.Rev3.pdf>
9. http://www.findingpetroleum.com/event/Total_3D_seismic_onshore_a_disruptive_transition/975.aspx
10. <http://730926bc1eaea1361e79-997641d029b6764b67dd905fd3aab10c.r8.cf2.rackcdn.com/2-%20Finding%20Petroleum%20presentation.pdf>
11. http://www.arcis.com/?__hstc=112058779.b6776976b2e06c577cca323bb

Таким образом, во всяком случае, по моему скромному мнению, два ключевых вопроса заключаются в следующем: можем ли мы использовать несейсмические методы для фокусирования на сравнительно небольшой площади месторождения, а затем уже использовать беспроводные технологии сейсморазведки для получения (3С) 3D данных за такую цену, которая не заставила бы «снимать последнюю рубашку»?

Вопрос интеграции

Давайте предположим, что мы заняты разведкой сланцевых «лакомых кусков» в том районе, где находятся одни из самых лучших материнских пород в мире, в условиях строгой правовой базы, где задача заключается в том, чтобы получить максимум пользы от каждой скважины и бурить как можно меньше скважин.

Вот чем мы можем располагать:

» Спутниковые (РСА) снимки, на которых видно

Определение глобальных возможностей

Наши исследования показывают, что предварительно оцененные запасы в недрах континентальных бассейнов могут превышать 20 триллионов бнз



Ссылки:

1. <http://online.wsj.com/article/SB121002229576468609.html>
2. <http://www.theoil Drum.com/node/3954>
3. http://www.findingpetroleum.com/event/South_East_Asia_exploration_where_are_the_big_fields_hiding/80255.aspx
4. http://www.findingpetroleum.com/event/Advances_in_Exploration_Technology/01a.aspx
5. http://www.findingpetroleum.com/event/The_North_Atlantic_where_are_the_big_fields_hiding/07d6f.aspx

Материнские породы мирового класса: карта предоставлена Kimmeridge Energy.

несколько активных нефтепроявлений, а также возможные изменения растительности, связанные с присутствием углеводородов.

- » Данные FTG (и некоторый объем 2D сейсморазведочных данных), показывающие форму бассейна и структуру зерен.
- » Некоторый объем данных пассивных сейсмических исследований, показывающий небольшое количество зон «аномального затухания».
- » Полу-региональная 3D съемка, позволяющая разработать хорошую геологическую модель.
- » Сейсмические параметры указанной съемки.
- » Некоторый объем информации по плотности трещин и их преимущественной ориентации.
- » Некоторое количество проб микро-высачивания.

Впечатляюще.

Нам также понадобится огромное количество чертежной бумаги и старый добрый светостол!

Ведь я готов поспорить, что на сегодняшний день нет другого способа интеграции и визуализации всех этих различных типов данных.

И я жду, чтобы кто-нибудь доказал обратное!

6. http://www.findingpetroleum.com/event/Advances_in_Exploration_Technology/01a.aspx
7. http://www.findingpetroleum.com/n/Insight_The_increasing_use_of_Gravity_Gratiometry_in_the_Exploration_Workflow/edb52e81.aspx
8. <http://64be6584f535e2968ea8-7b17ad3adbc87099ad3f7b89f2b60a7a.r38.cf2.rackcdn.com/Jack.2013.OilVoiceForum.March.Rev3.pdf>
9. http://www.findingpetroleum.com/event/Total_3D_seismic_onshore_a_disruptive_transition/975.aspx
10. <http://730926bc1eaea1361e79-997641d029b6764b67dd905fd3aab10c.r8.cf2.rackcdn.com/2-%20Finding%20Petroleum%20presentation.pdf>
11. http://www.arcis.com/?__hstc=112058779.b6776976b2e06c577cca323bb2