

Нефтяная геология

Использование аппарата GIS облегчает оценку неразведанных запасов углеводородов. Using custom-built GIS tools to facilitate estimation of yet-to-find hydrocarbon resources

Simon Otto,* Tom Wilson, Mark Lidgett, и James Rooke, Fugro Robertson, объясняют как построение детальных пространственных баз данных компонент нефтеносных систем использовались как основа для оценки неразведанных запасов углеводородов в комплексах.

Большой объем данных, который анализируют геологи-нефтяники, при изучении перспективности имеет пространственную компоненту, включающую карты с различными геологическими параметрами детальных данных, взятых в разных точках (например информация по нисходящей скважине). Fugro Robertson (FRL) разрабатывала решения GIS (географической информационной системы, далее ГИС) многие годы, и построила несколько расширений к программам ESRI ArcMap для облегчения работы с потоками для ученых в области геонаук.

Методика оценки неразведанных запасов углеводородов основана на детальном пространственном изучении нефтеносных систем на области работ. Используемый подход основан на анализе и картировании различных составляющих элементов каждого продуктивного пояса нефтяной залежи по каждому бассейну, на основе здравого понимания глобального контекста бассейна и факторов, которые благоприятствуют аккумуляции углеводородов. С целью облегчения этого потока обработки, было предложено несколько дискретных решений на основе ГИС в помощь геологам, включая аппарат управления данными, пространственную базу данных по компонентам нефтеносной системы, и вспомогательному аппарату детальной интерпретации данных, статистического анализа и пространственного риска.

Управление данными

Стартовая точка для всех новых проектов – сбор данных, будут ли это опорные данные, карты или цифровые данные. FRL имеет серию процессов управления данными, облегчающих сбор и управление данными. Создание системы управления документацией на основе ArcMap, которая содержит цифровой список опорных данных, обеспечивает скорость и эффективность при запросе и извлечении документации, относящейся к проекту. Геоученые синтезируют и анализируют данные из этих источников и составляют интерпретацию по стандартизированным картам (со слоями топографической карты и легендой) для поддержания корпоративных стандартов и идентичности: затем оператор ГИС переводит компиляции геологов в векторный формат.

Для облегчения и аккуратной загрузки данных в корпоративный директориум данных, набор программ для загрузки данных был разработан в ArcGIS. Пространственные данные можно загружать в стандартизированную базу геоданных (слои карты), в которой все данные имеют поля атрибутов, каталоги, и пространственные ориентиры. Для всех цифровых данных имеется информация, детализирующая

содержание и тему (метаданные), которые заполняются с помощью каталогов, для того, чтобы было легче хранить и искать данные с помощью структурного подхода.

В более широком масштабе, основные усилия были приложены к тому, чтобы переместить данные отдельных проектов в модель всеобъемлющих корпоративных данных. Согласно этой модели данных, все пространственные данные, относящиеся к определенной структуре (например, кухне материнских пород, картам качественного коллектора, или картам наличия покрышки) комплектуются в классы объектов для облегчения сравнений, запросов и извлечения. Эта модель данных была основана на программе FRL Tellus, базе данных по продуктивным поясам и нефтеносным системам, которая облегчает геоученым быстрый доступ к данным по комплексам и нефтяной геологии в масштабе бассейна. Включенные данные содержат карты каждого элемента продуктивного пояса, а именно, качества/распределения коллектора, кухни материнской породы (продукта качества и зрелости), и наличия покрышки, совместно с картированными структурными элементами, изопакитами общей мощности осадков, геотермального градиента, и обнажений. Эти пространственные данные поддерживаются большим числом диаграмм, включающих хроностратиграфические схемы, графики отражений нефтеносных систем, кривые 1D обстановок осадконакопления, разрезы, сейсмические данные, кривые каротажа, а также текстовые документы. Вдобавок, каждый элемент залежи сопровождается табличными данными по отдельным параметрам, с записью характеристик диапазона атрибутов.

Модель данных в Tellus позволяет каталогизировать классы объектов в категории и темы для извлечения с помощью внешнего интерфейса ArcGIS: это обеспечивает легкий путь извлечения соответствующей карты из слоев категорий в карту комплекса (Рисунок 1). Так же, модель данных позволяет поддерживать изображения и документы, которые можно выбрать из системы меню по бассейну или напрямую из карты, с помощью продвинутых возможностей активной связи. Табличные данные можно связать со слоями карты или к ним можно найти доступ через отчеты.

Детальные классы данных

Для оценки и ограничения интерпретаций при картировании, детальные наборы точечных данных были заполнены, включая скважинные и полевые данные. Одна из таких групп данных - GIR (хранилище геохимической информации), огромная база данных геохимического анализа пород, нефти, и инфильтратов

* simon.otto@fugro-robertson.com.

Нефтяная геология

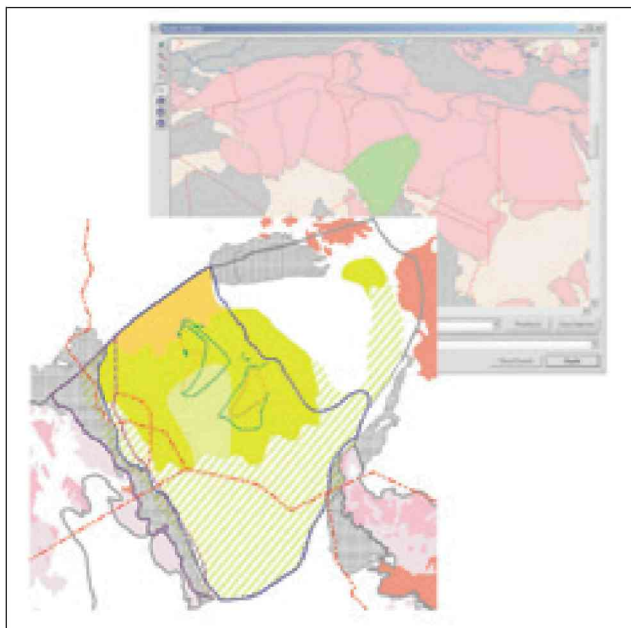


Рисунок 1 Инструмент, использованный для выбора бассейна и комплекса, и построения карты комплекса с использованием соответствующих данных по элементарным слоям. Карта комплекса относится к верхне-ордовикским песчаникам бассейна Murziq.

а также методов просмотра, построения схем и отчетов с данными.

Тип и поведение материнских пород в нефтеносной системе критичен для генерирования углеводородов: табличные данные по ключевым факторам, таким как тип керогена, значения TOC, или S2 дают ценную информацию для геохимиков, но возможность отобразить анализ выбранной материнской породы на заранее заданных картах (Рисунок 2) позволяет даже не-геохимикам выполнить первичные оценки качества материнской породы и потенциала генерирования углеводородов, что дает возможность уточнений существующих карт кухни материнских пород.

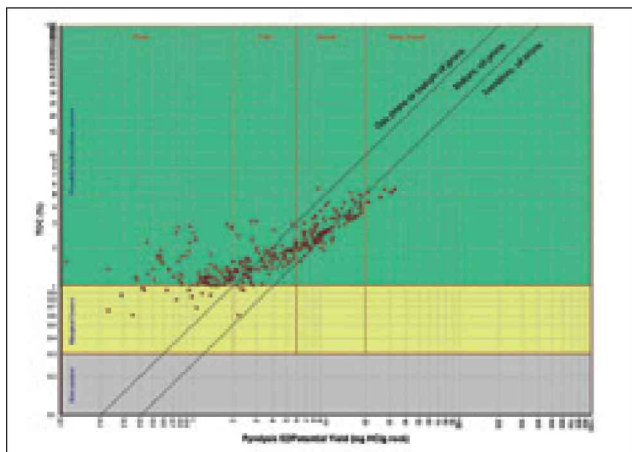


Рисунок 2 График функции отношения пиролиза S2/потенциальная отдача от TOC для выбранной материнской породы, с типичной интерпретацией.

Анализ нефти, включающий присутствие и число специфических биомаркеров, может использоваться для определения зрелости, биodeградации, промывки водой и также дает ценную информацию по возрасту, литологии и обстановке осадконакопления интервала материнских пород. Программа GIR выводит хроматограмму 'особенностей компонентного состава' по исходным данным, что позволяет наблюдать и анализировать результаты обработки GC и GCMS а также оперативно производить расчеты отношения площади пика (Рисунок 3).

Методология неразведанных запасов

Вполне ясно, что тектоностратиграфическая эволюция бассейна влияет на ее обстановку осадконакопления и таким образом, диагенез, зрелость керогена, литификацию, избыточное давление, и выталкивание флюида. Используя наши знания об этих параметрах, совместно с данными картирования и табличными данными из Tellus, можно построить детальные карты по каждому нефтеносному поясу. Понимание 3D архитектуры бассейна также важно для ввода ограничений на возможные пути и расстояния миграции от кухни материнских пород в резервуар: все это обеспечивает ввод понятия 'области активных комплексов'.

С целью предсказания неразведанных запасов, требуется детальный анализ известных запасов и история разведки комплекса или бассейна. Скважинные и полевые базы данных, включающие в себя информацию на уровне комплекса, можно анализировать статистически: программа на основе ГИС позволяет выполнять статистический анализ полевых данных кривых добычи, распределений размеров месторождений по бассейну и по залежи.

Отображение размеров залежей по рангу по комплексам и в билогарифмическом масштабе (Рисунок 4) позволяет выявлять типично фрактальное (прямолинейное) распределение в центральной части графика (Fowler et al., 2001). Эта прямая линия модифицируется двумя точками излома. У верхнего края, крупные залежи не лежат на ожидаемом фрактальном распределении, но имеют предел, относящийся к комбинации геологических факторов, включая мощность коллектора, тип ловушки, параметры покрывки,

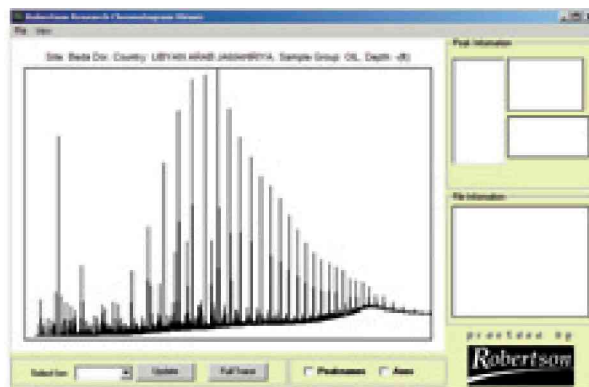


Рисунок 3 Хроматограмма системы нефти и газа для образца нефти из Ливии, на которой показаны удаление легких фракций из-за промывки водой.

Нефтяная геология

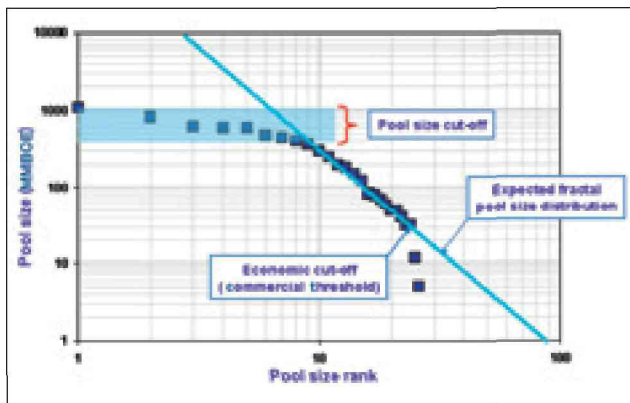


Рисунок 4 Типичная кривая распределения размера залежи, при изображении в билогарифмическом масштабе в порядке ранжирования.

и нефтенасыщенность. Редкие исключения формируют неограниченные залежи, чей график сверху или под экстраполяцией фрактальной части графика всегда имеет максимальный размер залежи в комплексе (ранг 1). Разведка малых залежей ограничена локальной экономикой нефтедобычи, и минимальный 'коммерческий' размер залежи на комплекс можно определить. Было мало разведочных мероприятий, нацеленных на залежи подобного размера и открытия, менее этого граничного размера разочаровывали. Эта схема показана для залежей по бассейнам со всего мира, для всего диапазона тектонической и литологической обстановки.

Несколько структурных областей идентифицировались в пределах нефтеносного пояса каждого комплекса. История бурения хорошо разведанной части каждой области, интерпретированная совместно со структурными картами,

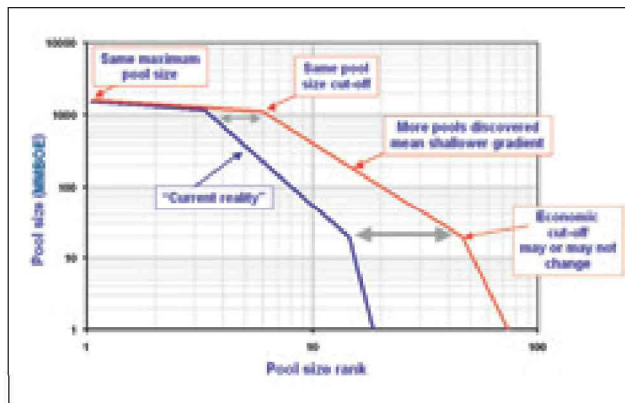


Рисунок 5 Распределение размеров залежи. Размер, известный в настоящее время, отмечен синим, финальный оценочный размер - красным.

разрезами, сейсмическими разрезами, доступными картами комплексов, и потенциальными данными по месторождению, дает возможность производить оценки плотности и размеров перспективных комплексов. Анализ отдельных структурных и нефтегеологических интервалов позволяет получать максимальные, минимальные и потенциальные значения для комплекса. Затем могут быть выведены графики распределения размера залежи для известных открытий и месторождений: известная кривая 'текущая реальность' является только мгновенным снимком во времени истории открытия комплекса в бассейне (Рисунок 5). Нашей целью является определение безрискового финального распределения размера залежи (красная линия), когда все залежи комплекса будут открыты. Развитие размера залежи со временем проиллюстрировано на примере комплекса Северного моря, где показана замечательная выдержанность граничных значений размера залежи за период в 30 лет (Рисунок 6).

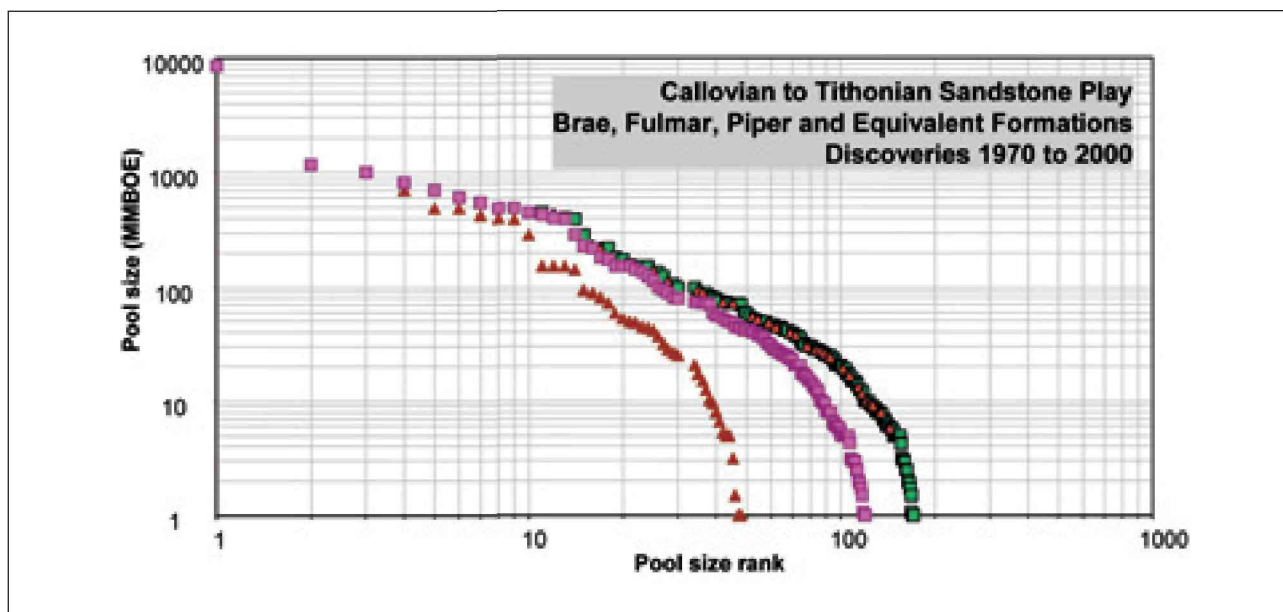


Рисунок 6 Графики в логарифмической шкале по комплексам песчаника с келловейского по титонский ярус, Центральная часть/Северная часть Северного моря, показано разработка разведанных запасов. Открытия, сделанные в 1970-1980 показаны темно-красными треугольниками, открытия, сделанные в 1970-1990 показаны розовыми квадратами, открытия, сделанные в 1970-2000 показаны зелеными квадратами (нефть) и красными треугольниками (газ).

Нефтяная геология

Диапазон чисел перспективного комплекса берется совместно с распределением размеров залежей перспективных запасов (как показано красной линией, Рисунок 5) и возможное отношение нефть: газ, и запускается в программу симуляции Монте-Карло для получением перспективных запасов «без риска».

Риски

Стандартные факторы риска при разведке затем применяются к этим финальным оценкам ресурсов. Идентифицируются и проверяются на риск ключевые элементы, важные для аккумуляции углеводородов, включающие: качество коллектора; эффективность покрышки; эффективность и тип ловушки; зрелость материнских пород; потенциал насыщения; и сохранность и потери. Элементы риска ранжируются по шкале в терминах вероятности появления. Затем они пропускаются через симуляцию Монте-Карло для получения оценок рискованных запасов для четырех границ достоверности: P90, P50, P10, и Среднее. Результаты Среднего для каждого комплекса затем суммируются для получения результата Среднего для каждого бассейна.

Пространственные риски также могут использоваться в качестве перекрестного контроля, путем построения карт общего риска сегментов: риск, который берется геологом по различным параметрам для каждого элемента нефтеносного комплекса сначала полигонизируется. Комбинированная карта рисков коллектора сворачивается с соответствующими картами рисков покрышки и ловушки. Для получения рисков по зонам по отношению к элементам материнской породы раздельно сворачиваются кухни материнских пород, которые вносят вклад в комплекс со своими ореолами миграции. Сочетание коллектор-покрышка, источник, и элементы риска затем комбинируются для получения карты риска по элементам для всего комплекса (Рисунок 7).

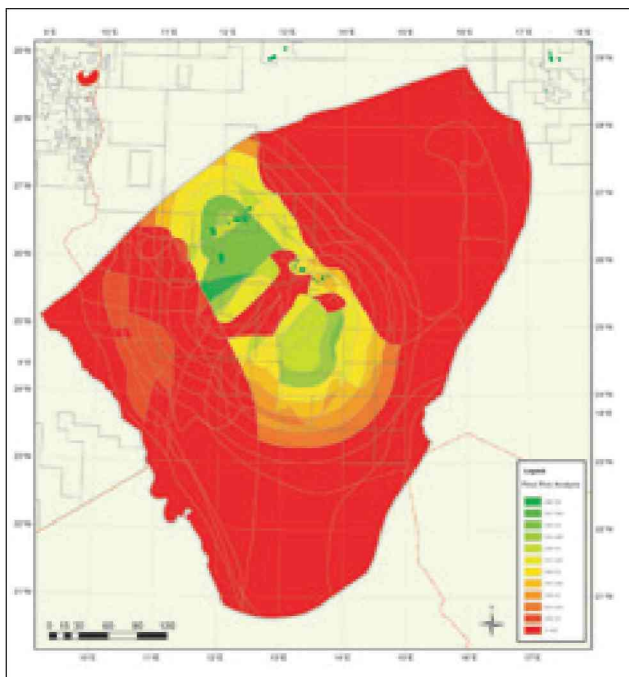


Рисунок 7. Интегрированная карта общего риска для верте ордовикского песчаника, бассейн Murzuq.

Унификация пространственных и других статистических методов обычно достигается с использованием логарифмических кривых вероятности, а не логарифмические графики рангов. Пространственные риски – ключевой элемент процесса определения рисков, и работа по унифицированию статистических и пространственных рисков находится в процессе.

Примеры результатов

Эта методика была успешно применена в нескольких проектах, включая два недавние совместные исследования Fugro Robertson и WoodMackenzie, по изучению глубоководных и арктических бассейнов, известной истории разведки, предсказанию неразведанных запасов на уровне комплексов в каждом бассейне, и затем анализу экономических факторов и идентификации возможных будущих сценариев. Теперь можно провести тестирование точности прогнозов, выполненных в рамках проекта 'Будущее глубоководья', поскольку свыше 300 разведочных скважин было пробурено по завершению исследований в 2004 году. Вслед за этим было сгенерировано число запасов для каждого бассейна, они были поделены страной и компаний для проверки относительных концентраций: в качестве примера, лицензионный участок в Мексиканском заливе EnCana был идентифицирован значением Среднего 900 MMBOE (Fugro Robertson and WoodMackenzie, 2004), что хорошо согласуется с оценкой Среднего YTF для EnCana равным 1130 MMBOE, выполненной когда этот участок недавно стал доступен для промышленности (www.randew.com/projects/encana/teaser.htm). Подобным образом, высокая корреляция существует между недавними открытиями и сделанными прогнозами по неразведанным запасам в процессе исследований «Будущее глубоководья» (Рисунок 8), за исключением бассейнов, которые в настоящее время недоступны для разведки (Cowgill and Latham, 2004).

Западно-Африканская окраина – ключевая область для текущих и будущих исследований глубоководья; она характеризуется относительно протяженным шельфом и протягивается на абиссальную равнину, где глубины воды достигают более 3000 м. Несколько комплексов было идентифицировано в Нижнем Бассейне Конго (преимущественно в Мелу), особенно знаменитая аптско-альбский комплекс карбонатов/песчаников. Хотя, ключевой потенциальный источник на глубоководье лежит в комплексе эоценового-миоценового песчаника, который оказался очень успешным при работе на глубоководье Анголы. В Нижнем бассейне Конго, потенциальные глубоководные цели стратиграфически залегают над солью, т.е. отлагались после открытия южной Атлантики. Оно началось в Альбе с отложения регрессивной карбонатной платформы, вслед за чем отлагались шельфовые песчаники, которые заводнили подстилающую карбонатную платформу. Только небольшие участки карбонатной платформы и перекрывающих шельфовых песчаников присутствуют на глубоководье. Остальная область состоит из микритового аргиллита и неколлекторских разностей.

С эоцена по настоящее время, крупный регрессионный цикл является причиной образования большой системы подводных конусов выноса. Глубоко врезанные каньоны системы с шельфа до склонов действовали как механизм обводного канала для подводных осадков и как средство разгрузки наносов. Аргиллит, доминирующий

Нефтяная геология

во всем разрезе, является превосходной покрывкой. Существенные углеводородные запасы также были идентифицированы в комплексе песчаников возраста коньяк-палеоцен, хотя их еще надо подтвердить вне шельфа. Положение комплекса и аналогии с комплексом песчаников эоцена-миоцена подразумевают присутствие структур, подходящих для образования ловушки углеводородов в наше время. Ключевым фактором, таким образом, является положение и протяженность глубоководных песков, которые зависят от осадков, идущих как транзит через шельф.

Основной интервал материнских пород в пределах глубоководного сектора бассейна – до-солевой комплекс Viscomazi, который характеризуется высокими значениями ТОС (местами до 30%). Там, где движение соли вызвали образование разрывов в толще солей, каналы разрешают вертикальную миграцию, которая может еще усилиться разломами растяжения. Неразведанные запасы нефти глубоководного сектора нижнего бассейна Конго оцениваются в 9700 ММВО (Wilson et al., 2007).

Последние исследования 'Будущее Арктики' (Fugro Robertson и WoodMackenzie, 2006) сфокусированы на бассейнах с различным набором проблем, геологических и экономических. Несколько очень крупных открытий было сделано в Арктических бассейнах (хотя эти бассейны еще недоразведаны) и эти открытия существенно увеличили запасы уже известных комплексов. Таким образом, необходимо идентифицировать какие из залежей являются аномальными, не ограниченными законами залежами, а какие лежат на ожидаемой кривой распределения залежей. Это можно определить путем анализа данных с известных месторождений,

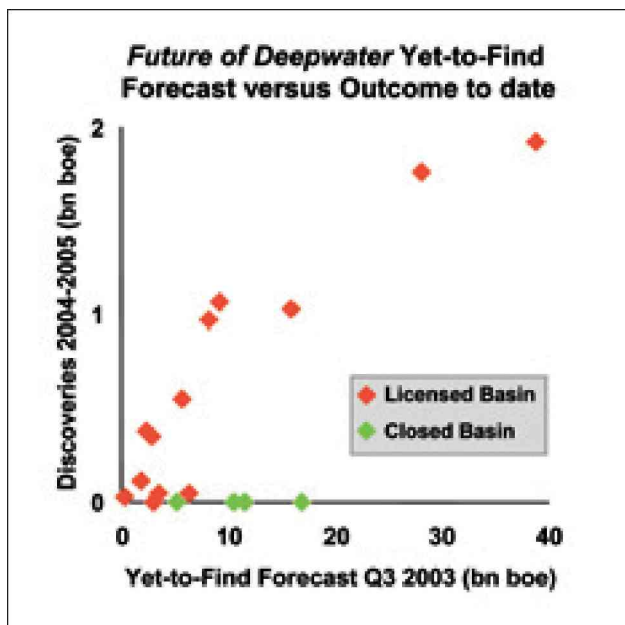


Рисунок 8 График прогноза YTF (Будущее глубоководья) и запасы, открытые в последующие два года. Обе шкалы в млрд. баррелей нефтяного эквивалента.

хотя там, где месторождения включают несколько залежей, запасы должны быть разделены на коллекторы /комплексы в целях понимания относительного потенциала каждого комплекса.

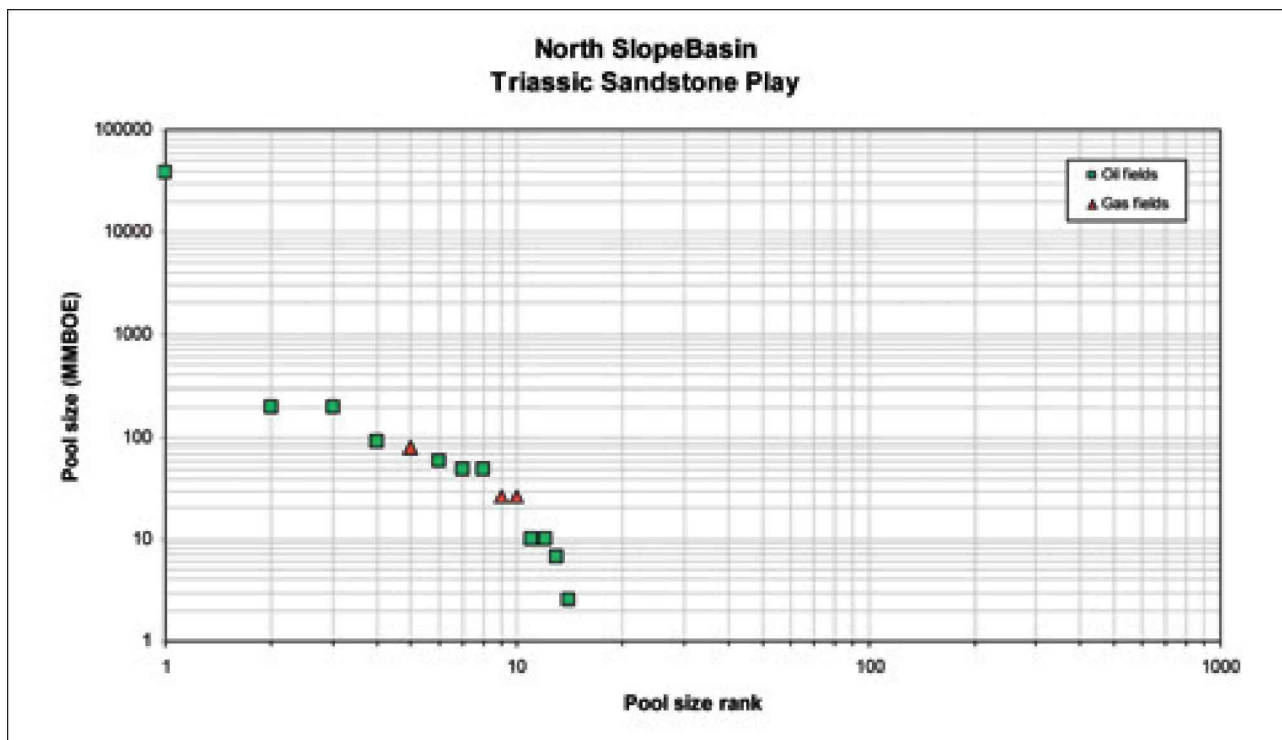


Рисунок 9 Кривая распределения размеров залежи для комплекса триасовых песчаников, бассейн Северного склона, на которой показан аномальный размер залежи бухты Prudhoe.

Нефтяная геология

Месторождение бухты Prudhoe в бассейне Северного склона является тому хорошим примером; изучение данных с месторождения по комплексу триасовых песчаников (Рисунок 9) предполагает, что оно аномально большое. Также крайне важно оценить геологические факторы, связанные с любыми гигантскими месторождениями – бухта Prudhoe лежит на своде основания, который тянется с востока на запад вдоль большей части бассейна. Анализ геологического набора данных позволяет нам проверить встречаются ли резервуары совместно с похожими ловушками повсюду, хорошо ли они закрыты крышкой. Таким способом, можно протестировать распределение размеров залежи и идентифицировать аномальные залежи. Бассейн Северного склона кажется необычным, поскольку несколько крупных залежей существует в пределах месторождения бухты Prudhoe, каждое принадлежит отдельному комплексу. Зная размеры и значимость этих аномальных залежей, такое открытие в пограничных бассейнах может иметь значительное влияние, как на окончательное значение извлекаемых запасов, так и на экономику дальнейшей разведки и добычи. Однако их предсказание не простое.

Открытие гигантских месторождений не гарантирует открытие бассейна, как это можно видеть в Восточной части Баренцевоморского бассейна на Штокмановском газовом месторождении: это отражает локальные условия, которые можно в целом идентифицировать в большей части Арктики. В настоящий момент 85% разведанных запасов – газ

как и 74% потенциал запасов, определенный FRL, что делает Арктику газовой провинцией. Трудности, связанные с транспортированием газа и стоимостью увеличения разведки и добычи в Арктике, делают ее менее привлекательной/выгодной для индустрии. Исследования также говорят о том, что распределение ресурсов в Арктике не сильно повлияет на облегчение текущих проблем снабжения и на краткосрочном этапе не могут тягаться с источниками с более низкими затратами, как Ближний Восток. Однако, существует целый спектр возможностей для отдельных нефтегазовых компаний, отражающих разнообразие региона и текущее развитие инфраструктур, такие как Транс-Аляскинская система трубопроводов и завод Melkoya LNG (Murray and Latham, 2006).

Выводы

Использование решений ГИС дает несколько определенных преимуществ при анализе нефтеносных систем на уровне комплексов, включая разработку базы данных, которую легко поддерживать и оценивать, она дает возможность быстрой ассимиляции данных и, что важно, проводить эффективную интерпретацию и проверку нескольких типов данных в пределах одного приложения. Интерпретации, созданные на основе этих данных можно хранить, а изменения прослеживать по мере того, как становятся доступными новые данные, что дает свободу и возможность проведения проектов, как в региональном масштабе, так и проектов предсказания, таких как представленные на обсуждение исследования по неразведанным запасам. Интеграция табличных, пространственных и геонаучных данных в FRL еще не завершена, но работа прогрессирует и будет продолжаться по мере увеличения производительности ЭВМ, инновации продолжают, анализ становится более детальным в текущих региональных рамках.

Литература

- Cowgill, S. M. and Latham, A. [2004] Deepwater Africa - What's left? Where is it? Who's going to get it? How much is it worth? 3rd PESGB/HGS International Conference on African E&P, London, Abstract,
- Fowler, R.M., Burgess, C.J., Otto, S.C., Harris, J.P., and Bastow, M.A. [2001] World conventional hydrocarbon resources: how much remains to be discovered, where is it? *Proceedings of 16th World Petroleum Congress, Calgary*, 1, 121-132.
- Fugro Robertson and WoodMackenzie [2004] *The Future of Deepwater*. Non-exclusive study.
- Fugro Robertson and WoodMackenzie [2006] *The Future of the Arctic*. Non-exclusive study.
- Murray, A. and Latham, A. [2006] World's Arctic basins pose array of unique work opportunities. *Oil & Gas Journal*, 104, 42, 31-36.
- Wilson, T.A., Otto, S.C., and Cowgill, S.M. [2007] Undiscovered oil resource assessment of the deepwater sectors of two key West African basins. *AAPG Hedberg conference, Colorado Springs*, Abstract.