

SPE ДЕЛИТСЯ ОПЫТОМ

ПО ИТОГАМ РОССИЙСКОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ
НЕФТЕГАЗОВОЙ КОНФЕРЕНЦИИ SPE RUSSIAN OIL&GAS 2010



Как отметил Евгений Арешев, заместитель генерального директора ГКЗ РФ, «SPE Russian Oil&Gas 2010 — это уникальное техническое мероприятие, аналога которому в стране не существует. Ее основной целью является передача опыта и инновационных технологий разработки зрелых месторождений, и в освоении новых регионов. Это чрезвычайно актуально, так как открытие новых нефтегазовых провинций и прогнозирование новых зон нефтегазонакопления происходит, в первую очередь, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и на шельфе северных морей».

Отметив, что нефтяники вышли из кризиса с минимальными потерями, попутно даже несколько увеличив объемы добычи, Геннадий Шмаль, президент Союза нефтегазопромышленников России, подчеркнул, что этого нельзя сказать о газовой промышленности. «В 2009 году мы потеряли добычу почти 75 млрд м³ газа. Причин много, но факт остается фактом. Достаточно неплохой уровень развития нефтяной промышленности связан с тем, что мировые цены на нефть держатся на приемлемом уровне. Но, тем не менее, за это время накопилось немало проблем, в решении которых может помочь и SPE...»

Одна из главных проблем заключается в комплексном снижении эффективности использования недр. По данным Г.Шмаля, КИН, составляющий сегодня 0,29–0,3, уменьшился по сравнению с 1975 годом, в котором он составлял 0,45, на 15 пунктов. Это примерно половина российских запасов нефти. Учитывая, что зарубежные компании стабильно наращивают КИН, у них есть чему поучиться в этом плане.

**Геннадий Шмаль:
недостаток инвестиций
непосредственно
сказывается на
возможности внедрения
новых технологий
и оборудования,
невыходе на новые
месторождения и т.д.**

Но главная причина — в недофинансировании. «Если посмотреть на уровень капитальных вложений, в 2010 году в целом в мире на развитие нефтяной промышленности в добычу и геологию предусмотрено \$418 млрд. То есть, учитывая, что мировая добыча составляет около 4 млрд тонн, получается примерно \$100 на тонну.

Еще раз подчеркиваю, в добычу и геологию. А у нас за полгода в среднем по стране получилось

\$35 с небольшим, и эта цифра в течение года серьезно не увеличится. То есть, мы недофинансируем нашу отрасль в два с лишним раза. По самым скромным подсчетам нам надо инвестировать только в добычу и разведку примерно \$40 млрд ежегодно», — сетует Г.Шмаль.

На шельфе

«Этот газ востребован, наверное, но пока нет контрактов. Как вы знаете, трубопровод строится, а контрактов нет. Это что-то новое в мировой практике, потому что обычно строительство газопроводов не начинается без их подписания. В этом отличие газовых контрактов от нефтяных», — так о Штокмановском проекте высказался Анатолий Золотухин, проректор по международной работе РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.

Несмотря на заявленное участие представителя компании «Штокман Девелопмент АГ», никто так и не поделился с участниками конференции перспективами. Не удовлетворившись формальным объяснением отсутствия тем, что компания занята реструктуризацией, А.Золотухин предположил, что «видимо, компании пока нечем поделиться с нами по поводу того, насколько продвинутым является Штокмановский проект. А жаль, потому что 4 с лишним трлн м³ газа, в которые оцениваются запасы Штокмана, это примерно одна 1/120 часть от общих запасов сланцевого газа в мире. А себестоимость штокмановского газа, к сожалению, пока несколько выше, чем себестоимость добычи сланцевого газа в США.

Отметим, что технологии как добычи, так и транспортировки газа в различных состояниях и так непрерывно совершенствуются. Сегодня, помимо возможности транспорта газа в сжатом или сжиженном состоянии, японцы, например, предлагают переводить газ в газогидратное состояние, уменьшая тем самым его объем до 160 раз, и перевозить в твердом состоянии, что, с одной стороны, не взрывоопасно, а при перевозке на большие расстоя-

ния становится конкурентоспособным по сравнению с СПГ.

Борис Никитин, президент Академии технологических наук, завкафедрой морского бурения РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, отметил значительное развитие сейсморазведочных технологий, прежде всего, 3D-сеймики. Запасы того же Штокмановского месторождения до 2007 года составляли 3,5 трлн м³.

«За счет проведения съемок 3D, не буря дополнительных скважин, не делая комплексную разведку, удалось увеличить запасы этого месторождения, которые сегодня превышают 4 трлн м³, и за счет этого Штокман сейчас является крупнейшим в мире месторождением в условиях Северной Арктики», — отмечает Б.Никитин.

Бурное развитие технологий бурения наклонных скважин большой протяженности, помимо строительства уникальных скважин на Сахалине, уже привело к оптимизации схемы разработки Приразломного месторождения. По всем параметрам там должны были работать две платформы, каждая стоимостью порядка \$1,5 млрд. И только благодаря строительству наклонных скважин протяженностью до 8–9 км удалось обойтись одной платформой. В настоящее время заканчивается ее строительство, и в 2011–2012 годах платформа должна начать работу в Печорском море.

«Мы выдвигаем эту идею, чтобы они могли работать на тех северах, куда мы сейчас выходим. Это шельфы Охотского, Карского и других морей, которые до настоящего времени очень малодоступны».

О том, что и эту идею, и практически все существующие технологии предстоит скрупулезно проработать и совершенствовать до соответствия сверхжестким требованиям надежности и безопасности, напоминает недавняя авария в Мексиканском заливе. Были такие аварии и в Северном море, и в СССР.

Реальность же такова, что, по словам Г.Шмаля, сегодня, когда речь идет о новых районах, о шельфе, у нас нет вообще никакой нормативно-технической документации. Причем мы не мо-

жем просто взять, например, американский, канадский или норвежский стандарт, поменять обложку и перевести. Почему?

«Нужно ли ждать, пока газ подорожает, для того чтобы штокмановский газ стал интересным для покупателей сырья, или же необходимо развивать технологии для того, чтобы сократить этот разрыв?» — задается вопросом Анатолий Золотухин и сам на него отвечает: «Наверное, правилен второй путь»

«Потому что у нас сегодня 92% добычи газа и 80% добычи нефти ведется в условиях вечной мерзлоты. Этого нет ни в Норвегии, ни в США, поэтому здесь совершенно иные требования к трубам, ма-

По мнению Бориса Никитина, широкое применение при освоении удаленных морских месторождений в тех местах, где нет инфраструктуры, могут найти малогабаритные атомные электростанции

териалам и т.д. И такие регламенты, стандарты должны разрабатывать профессионалы, а не зубные техники. В этой области SPE может оказать нам поддержку и помощь».

Плавучий завод СПГ

Одним из акцентов доклада Джеральда Шотмана, директора

Также Shell активно продвигает собственную концепцию плавучего комплекса по производству СПГ. Рассказывая о нем, Джеральд Шотман подчеркивает, что «это очень эффективное решение с точки зрения затрат, безопасности и экологии, позволяющее обеспечить гибкость производства и поставок СПГ»

по технологиям Royal Dutch Shell, стали технологии, связанные с

СПГ. Это и неудивительно, учитывая, что Shell был и остается пионером в создании технологий в области сжиженного природного газа, имея сорокалетний опыт в данной сфере.

Рассказывая о реализации технологии СПГ на Сахалине, Д.Шотман напомнил, что сейчас там работают две технологические линии общей проектной производительностью 9,6 млн тонн СПГ в год. В 2009 году на заводе было произведено 5,3 млн тонн сжиженного газа, что составляет примерно 3% от общего спроса на СПГ в мире. В производстве применяется разработанная Shell технология сжижения природного газа с использованием двойного смешанного хладагента (DMR).

«Мы эволюционно используем технологии — сначала технологию горизонтальных скважин, затем технологию многозабойных скважин, а на следующем этапе — многозабойных скважин с последующим ГРП», — объясняет Эмерсон Миленски

Такой плавучий завод СПГ имеет производительность 3,5–4,2 млн тонн в год. Оптимальными для его использования являются морские, удаленные и лишённые какой бы то ни было инфраструктуры месторождения. То есть, арктические. «То, что работает в субарктических условиях, в арктических условиях, наверное, будут работать еще лучше», — говорит о технологии двойного смешанного хладагента Д.Шотман.

Для браунфилдов

О технологиях для разработки зрелых месторождений или браунфилдов (brownfield), а по-русски — находящихся на III-IV стадии разработки, рассказывал Эмерсон Миленски, вице-президент Управления по технической деятельности БН «Разведка и Добыча» ТНК-ВР. На западносибирских месторождениях, в частности, Самотлорском, которое до сих пор дает большие объемы нефти, и Оренбургском, обладаю-

щем огромным потенциалом, ТНК-ВР сталкивается, прежде всего, с увеличением обводненности. Другой серьезной проблемой является необходимость утилизации попутного газа.

Для того, чтобы поддерживать добычу на зрелых месторождениях, на которых в компании работает порядка 12 тыс. ЭЦН, и прежде всего, на Самотлоре, дающем около 40% добычи ТНК-ВР, компания применяет целый спектр технологий, включающий методы повышения нефтеотдачи, изоляции водопритока, технологии интенсификации добычи (ГРП и кислотные обработки), интеллектуального управления месторождениями, специальные средства освоения скважин и заканчивания. Технологий существует много, и ключевой вопрос заключается в том, как выбирать и применять их наиболее эффективно в конкретных имеющихся условиях.

Если рассматривать проблемы разработки на примере известного пласта «рябчик» на Самотлорском месторождении, то это, по словам Э.Миленски, прежде всего, низкое пластовое давление, сложная геологическая структура, газовая шапка, а также высокая обводненность продукции.

При разработке пласта был применен, в частности, метод забуривания боковых стволов с синусоидальной траекторией с дальнейшим гидроразрывом пласта, и практика показала, что это действительно очень эффектив-

ный метод. В этом году мы использовали двухстадийный ГРП, а в следующем году планируем перейти к четырехстадийному.

Технологии бурения

«Мы вышли в России на средний показатель в бурении и заканчивании — около 100 скважин в год. Используем российские буровые установки, что для нас очень важно, поскольку это позволяет получать прямой доступ к запчастям. Однако мы привнесли и некоторые западные элементы, такие как верхний привод, оборудование для очистки бурового раствора...» — рассказывает Фред Ньюэнхаузен, руководитель по разработке месторождений Salym Petroleum Development.

К российской составляющей относятся, в частности, мобильные буровые установки для кустового бурения, опытные буровые бригады, технологии бурения, устьевого оборудование и фонтанная арматура, долота типа PDC. С другой стороны, с Запада привлекаются методика повышения производительности (DTL), подходы к планированию, система оптимизации работ в долгосрочной перспективе, новейшее оборудование.

«У нас есть институт супервайзеров, которые очень подробно рассматривают, что происходит на площадке, концентрируются на том, что можно улучшить и занимаются поиском конкретных идей. Оттуда и появляются новые

Эмерсон Миленски

Вопрос: Вы сказали, что используете 12 тыс. ЭЦН. Какой процент из них — российские?

Э.Миленски: Примерно 95% — это российские ЭЦН.

Вопрос: ВР, как правило, покупает услуги сторонних организаций, разрабатывающих технологии, ведущих НИОКР, в отличие от Shell, которая тратит значительные суммы на разработку всего этого внутри компании. Почему ВР выбрала такой путь?

Э.Миленски: Мы поняли, что для нас наиболее эффективный способ развертывания новых технологий заключается в том, чтобы просто получить доступ к тем компаниям, которые разрабатывают эти технологии. Для нас дешевле и проще искать существующий передовой опыт и перенимать его.

Но за последние пять лет мы также поняли, что это, конечно, хороший подход, но не всегда на рынке есть готовые ответы. В некоторых случаях мы должны совместно с такими компаниями, как Schlumberger, разрабатывать собственные решения, которые предназначены именно для наших месторождений.

Но в перспективе, наверное, эти работы все-таки будут оставаться незначительной частью наших инвестиций в НИОКР. В целом у нас хорошо налажен механизм поиска передового опыта, как в России, так и в других странах, и его внедрения.

Фред Ньюэнхаузен

Вопрос: Вы сказали, что время проведения каротажа удалось сократить с 14 до 4,5 часов. Как удалось это сделать? Мы знаем, что есть, например, вопросы техники безопасности и другие обязательные для выполнения мероприятия.

Ф.Ньюэнхаузен: В основном все дело в планировании. Необходимо спланировать процессы так, чтобы делать максимум в режиме оффлайн. В частности, полностью подготовить инструмент, чтобы он был готов для спуска сразу же, как только скважина будет готова.

Если раньше в «Когалымнефтегеофизике» у нас было четыре спускоподъемных операции, то теперь на основе проведенных исследований мы делаем все за одну СПО. Кроме того, мы учимся на своем опыте, используем компьютерную технику, современное проектирование. Это позволяет нам увеличить скорость каротажа и при этом поддерживать качество на том же уровне.

инициативы и постановка новых задач. Мы привлекаем к этой деятельности всех, и каждый голос для нас имеет значение. Управление у нас идет снизу вверх, и это работает замечательно», — делится опытом Ф.Ньюэнхаузен.

Кроме того, в компании используется методология AAR, представляющая собой анализ проделанной работы, который позволяет повысить эффективность производственных процессов в будущем. AAR состоит из шести шагов.

Первый шаг — что запланировано, какова была цель. Второй шаг — что произошло и почему. Третий шаг — какие уроки извлечены. Четвертый шаг — что необходимо делать дальше. Пятый шаг — сами действия. И шестой шаг — нужно рассказать об этом опыте всем специалистам, которым это необходимо. Иными словами, в компании есть специальное руководство по бурению, которое постоянно обновляется по итогам анализа проделанной работы.

С помощью данной методики было, в частности, оптимизировано проведение каротажных работ в сотрудничестве с Schlumberger. Если в начале сотрудничества РЕХ-каротаж занимал 11 часов, то сегодня он выполняется за 3 часа 10 минут. Время проведения каротажа в «Когалымнефтегеофизике», с которой Salym Petroleum Development также сотрудничает в данной области, удалось сократить с 16 часов до 4 часов 8 минут.

Средний срок бурения скважины за прошедшие шесть лет сокращен с 17,8 суток (2004 год) до 9,2 суток (2010 год). Минималь-

ный срок бурения скважины в 2004 году составлял 8,4 суток, максимальный — 33,8 суток. В настоящее время эти показатели, соответственно, находятся на уровне 4,5 и 14,2 суток.

«Мы оптимизируем все операции за счет того, что параллельно ведем различные виды работ. Например, в то время, пока буровая установка работает, другой подрядчик уже занимается цементированием скважины. Кроме того, активно ищем местных подрядчиков, поощряем конкуренцию», — отмечает Ф.Ньюэнхаузен.

Интеграция

Несмотря на то, что нефтегазовая отрасль является очень инновационной и разработка новых технологий будет вестись непрерывно, Тим Проберт, президент по развитию бизнеса Halliburton, убежден в том, что этого мало, и в большей степени, чем раньше, необходимо будет решать другие задачи, в частности, проводить интеграцию различных технологий.

Это подразумевает, в том числе, более широкое использование в будущем центров удаленного управления работами на скважинах. Причем, если сегодня они уже широко практикуются на морских месторождениях, то в перспективе такие центры завоюют и сухопутный сегмент.

Концепцию интеграции технологий для реализации проекта цифрового интеллектуального месторождения, позволяющего получить быстрый доступ к любой необходимой информации для оперативного принятия управляющих решений, можно условно

представить в виде пирамиды. Верхушка пирамиды, представляющая собой предел технических возможностей, базируется на трех платформах.

В эти платформы, по словам Т.Проберта, Halliburton и инвестирует последние три года. «Для традиционных специалистов, которые занимаются непосредственно самими технологиями, это не очень приятная перспектива. Если раньше деньги инвестировались в технологии, то сейчас — в некие интеграционные механизмы. Но мы поняли, что сейчас важно именно это», — рассказывает Т.Проберт.

Фред Ньюэнхаузен: большая роль в работе компании отводится фазе планирования, в процессе которого для проектов выбирается все лучшее, что есть в России, с дополнением передовыми западными технологиями

Нижняя платформа — это не что иное, как цифровая связь, поскольку для того чтобы интегрировать все процессы, нужно иметь хорошую связь везде, где вы работаете. Следующий уровень — это современные технологии работы с данными, которые позволяют собирать, хранить, агрегировать данные и передавать их в реальном режиме времени экспертам в любую точку пространства, будь то Сахалин или Москва.

Тим Проберт: интеграция технологий должна помочь преодолеть лоскутную автоматизацию и увязать все информационные потоки и отдельные контуры автоматизации в единое информационное пространство

Третий — уровень интеграции бизнес-процессов. «В наших организациях есть определенная зашоренность и обособленность отдельных подразделений. Каждый из отделов — отдел бурения, капитального ремонта скважин, добычи и т.д. — решает свои задачи. И до тех пор, пока все эти подраз-

деления не объединят свои сильные стороны для достижения общих целей, мы не сможем достичь предела технических возможностей», — уверен Т.Проберт.

Игорь Афанасьев: на Ванкоре оптимизировались решения как по расположению скважин, так и по расположению кустов, а также по пропускной способности трубопроводов. В результате был выбран достаточно гибкий вариант, который позволяет при возникновении непредвиденных ситуаций оперативно принимать управляющие решения

Например, при разработке все процессы связаны единой постоянно действующей моделью месторождения. И специалисты каждого отдела должны понимать эту общую модель и увязывать с ней свои решения. По мнению Т.Проберта, это очень важная тема, поскольку является серьезным шагом на пути к конечной цели — увеличению степени автоматизации бизнеса.

Технологии для Ванкора

Игорь Афанасьев, директор Департамента разработки нефтяных месторождений «Роснефти», рассказал о технологических сложностях

«Забойное давление как на верхних, так и на нижних горизонтах гораздо выше, чем те проектные значения забойного давления, которые были утверждены в технологической схеме разработки месторождения. То есть, потенциал по скважинам до сих пор большой», — отмечает И.Афанасьев

стях разработки Ванкорского месторождения (извлекаемые запасы нефти — 520 млн тонн, газа — около 160 млрд м³).

Геологическое строение Ванкорского месторождения характеризуется тремя основными пластами: верхний пласт — яковлев-

ский, глубина около 1600 метров, и два нижнехетских пласта — НХ I и НХ III–IV.

Коллекторские свойства яковлевского пласта (содержит 325 млн тонн нефти) лучше, чем второго основного горизонта — НХ III–IV (133 млн тонн), но есть небольшое осложнение — повышенная вязкость нефти, около 9 сантипуаз. Все эти пласты содержат далеко не легкую нефть. На разрезах обоих основных горизонтов — Як III–VII и НХ III–IV — видны газовые шапки. На НХ III–IV газовая шапка по объему примерно такая же, как объем нефтяной оторочки. По Як III–VII объем газовой шапки намного меньше. Но Як III–VII характеризуется очень большой неоднородностью и содержит значительное количество глинистых пропластков, что является большой проблемой при разработке.

При проектировании Ванкорского месторождения была предложена интегрированная модель месторождения. Это один из первых интегрированных проектов «Роснефти», в ходе которого моделировалась одновременно и подземная, и наземная часть.

На месторождении уже закончено строительство 177 эксплуа-

ционных скважин, из них введено на 131 скважина (90 горизонтальных и 41 вертикальная). На текущий момент на Ванкоре добыто почти 14 млн тонн нефти.

Все буровые установки оснащены силовыми верхними приводами. Бурение горизонтальных скважин осуществляется с использованием роторных управляемых систем, что позволяет увеличить скорость и обеспечить высокую точность проводки скважин с возможностью быстрого изменения траектории скважины.

«Когда выполнялось проектирование, это было одно месторождение, одна степень знания, одна степень корректности геологии, а сейчас, когда пробурены уже 100 скважин, все постоянно меняется. И для того, чтобы оптимизировать траекторию скважины в пласте и получить от нее максимальную накопленную добычу нефти, приходится выполнять много расчетов и долго мучиться с проводкой скважины.

При этом делается детальная корреляция по всем разведочным скважинам и всем соседним скважинам, которые пробурены недавно. В том случае, если не хватает информации, дополни-

Игорь Афанасьев

Вопрос: У нас в компании есть похожее месторождение — Карачаганак, со схожими проблемами и сложностями. Не так давно на московской секции SPE было выступление, по-моему, shell'овцев, которые показывали, что месторождения с нефтяными оторочками, когда у нас горизонтальные скважины, очень неплохо разрабатывать, контролируя ВНК и ГНК. То есть, производить закачку не только воды, но и газа в газовую шапку. Планируется ли что-то похожее для Ванкора?

И.Афанасьев: Для Ванкорского месторождения, для пласта НХ III–IV это запроецировано. В ближайшее время будет начата закачка газа в газовую шапку для поддержания текущего уровня ГНК. Это на самом деле очень важно. Если этого не делать, естественно, газ будет спускаться, нефть будет подниматься наверх, и в горизонтальной скважине вы потом ничего не возьмете, придется бурить вторую сетку скважин.

Вопрос: Я так понимаю, что эквалайзер — это одно из решений по интеллектуализации месторождения. Проводили ли вы оценку экономической эффективности применения эквалайзеров?

И.Афанасьев: Если бы мы не проводили экономической оценки, то нам бы не дали их спускать в скважины. Абсолютно все нововведения в компании проходят экономическую оценку.

Вопрос: Она проводилась с использованием модели?

И.Афанасьев: Да.

Вопрос: Как вы решаете проблему утилизации газа на месторождении?

И.Афанасьев: В настоящий момент утилизация газа — это выработка электроэнергии. Но пока его не так много добывается на начальной стадии. Начиная с 2012 года будет проводиться закачка газа в пласт, а излишки газа будут продаваться, насколько я знаю, ЛУКОЙЛу. В 2011 году будем для этого строить трубу с Ванкора.

тельно бурятся пилоты. Так, по части горизонтальных скважин пилоты бурятся и по пласту Як, и по пласту НХ III. Делается секторная модель, выбирается положение скважины с учетом локальных геологических неоднородностей. После этого уже проводится скважина», — рассказывает И.Афанасьев.

Для реализации этой технологии в Москве был создан Центр сопровождения бурения. Все данные ГТИ, телеметрии и каротажа во время бурения передаются по корпоративной информационной сети в режиме реального времени в корпоративный Центр сопровождения бурения в Москве и в геологическую службу ЗАО «Ванкорнефть». Так, данные по нижнехетскому пласту с глубины 2500 метров в режиме реального времени с обновлением каждые 2–3 секунды поступают на видеостену.

Интересно посмотреть на режимы работы скважин, на которых в настоящее время эксплуатируется месторождение. Среднее забойное давление для горизонтальных скважин яковлевского пласта составляет 110 атм. при пластовом давлении 150 атм. Среднее забойное давление для горизонтальных скважин нижнехетского горизонта — 240 атм., при текущем пластовом давлении около 260 атм. То есть, депрессия составляет около 20 атм.

«Я отдельно подчеркиваю этот факт, потому что мне самому на него смотреть было неприятно. Компания «Роснефть» всегда славилась тем, что основной задачей была работа по достижению потенциала на каждой скважине, а Ванкор эксплуатируется в щадящем режиме».

Всего на Ванкоре в настоящий момент 26 скважин закончены

эквалайзером. Применяется эквалайзеры двух разных типов — компаний Schlumberger и Baker Hughes. «Работают они не так хорошо, как нам хотелось бы, но все-таки ограничения по притоку газа в пробуренных скважинах они дают», — оценивает эффективность эквалайзеров И.Афанасьев.

Общее снижение объема добываемого газа на скважинах, оборудованных эквалайзерами, составляет от 20% до 50%, в отдельных случаях — до 75%. Избежать прорывов газа с помощью эквалайзеров не удастся, получается только уменьшать общий объем.

В целом, «для успешной реализации проекта используются самые современные технологические решения. Что бы еще там можно было применить — мы даже не знаем», — резюмирует И.Афанасьев. 

Мероприятия ГИС-Ассоциации

16–18 февраля

12-я Всероссийская научно-практическая конференция

«Геоинформатика в нефтегазовой отрасли»

Основные темы конференции:

- Современное состояние информационного обеспечения в нефтегазовой и горной отраслях.
- Ведение геоинформационных проектов с целью управления нефтегазодобывающими территориями.
- Программное обеспечение для ведения ГИС-проектов.
- Кадастр земли и объектов недвижимости нефтегазовых предприятий и территорий России.
- ГИС и САПР при обустройстве месторождений, проектировании, строительстве и эксплуатации локальных и региональных нефтегазовых сооружений и коммуникаций.
- Использование данных дистанционного зондирования и современного геодезического оборудования для получения и мониторинга пространственных данных.
- Оборудование и ДДЗ для ведения ГИС-проектов.
- Геоинформационные технологии в нефтегазовой геологии, геофизике и экологии.
- Современные геоинформационные технологии в нефтегазовой маркшейдерии.
- Вопросы лицензирования в области картографической и геодезической деятельности, работы с секретными данными и решение проблем защиты пространственных данных

Москва

Организаторы —
ОАО «НК «Роснефть» и
ГИС-Ассоциация



Оргкомитет
Тел: (499) 135-25-55,
(499) 137-37-87
E-mail: gisa@gubkin.ru
Интернет:
http://gisa.ru/oil_2011.html