

УДК 553.9

А.И. Азарова

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ И ИХ ОТРАЖЕНИЕ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

Создание системы управления знаниями и развитие сообществ профессионалов обеспечит эффективный обмен опытом между сотрудниками разных региональных подразделений компании и будет способствовать более быстрой и качественной реализации проектов.

Ключевые слова: инновационная нефть, вертикальная интегрированность, системы управления знаниями.

Инновационная нефть

Две основные характеристики нынешнего этапа технологического развития человечества – это чрезвычайно высокая динамика создания и внедрения новых научно-технических решений и многовекторность этого самого развития.

Быстрый темп технического прогресса и бесконечное появление новинок в самых различных отраслях ставят в нелёгкую ситуацию промышленные предприятия. Если раньше использование инноваций было вопросом времени и денег, то сегодня на первый план выдвигается проблема ориентации в бескрайнем мире технических новшеств, выбора правильного курса научно-технического прогресса. В связи с этим встаёт задача управления знаниями. Причём под термином «знание» понимается не просто набор технологий, а обширная и сложная система, включающая в себя процедуры обмена информацией и ноу-хау, инновационно-ориентированную корпоративную культуру и многое другое.

Общие тенденции управления нефтяными компаниями

Такие системы как бы колеблются перед выбором одного из нескольких путей эволюции, и небольшая флуктуация может послужить началом

эволюции в совершенно новом направлении, которое резко изменит все поведение макросистемы [1].

Все крупнейшие нефтяные компании России сформированы по признаку ВИК – вертикальной интегрированности, объединения производителей, действующих на последующих стадиях одной производственной вертикали.

Вертикальная интеграция имеет место в следующих случаях:

- нижестоящее подразделение компании (downstream) 100% продукции (сырья) на переработку поставляет вышестоящему подразделению (upstream) компании в форме внутрифирменных поставок;

- вышестоящее (upstream) подразделение компании, производящее конечную продукцию, закупает 100% поступающего от нижестоящего (downstream) подразделения сырья, недостающая часть сырья может закупаться на внешнем рынке (outsourcing);

- подразделение компании, производящее сырьё, обязано поставлять его на переработку внутри фирмы, и не может продавать вне компании, а перерабатывающее предприятие внутри холдинга может закупать сырьё только внутри компании. Таким образом, при вертикальной интеграции альтернативой рынка служит одно из подразделений компании, создание которого обусловлено экономией издержек по сравнению с рыночными транзакциями.

Основными составляющими вертикальной интеграции являются разведка, добыча, сервис, транспортировка, хранение, переработка, сбыт, а также финансовая деятельность, НИОКР, возможен выход капитала в другие секторы экономики.

Общий признак – деятельность по всей цепочке технологического процесса позволяет максимизировать акционерную стоимость ВИНК при реализации инвестиционных и инновационных проектов. Это сложная задача требует применения интегрированной модели управления инновациями во всех ключевых звеньях ВИНК с учетом изменений факторов внешней среды (конкуренция, спрос и предложение, цены на нефть, объёмы поставок на мировые рынки и т.п.):

- модель управления объектами геологоразведки и нефтегазодобычи «upstream» должна предусматривать дифференцированный принцип формирования портфеля проектов в нефтедобыче по месторождениям;

- модель управления транспортировкой товарной нефти «midstream» должна предусматривать возможность оптимизации распределения сырья по направлениям поставок, в условиях динамически меняющихся объёмов на входе (в пунктах от-

жин, технологии добычи нефти и газа, технологии нефтепереработки и нефтегазохимии, GTL-проекты, разработка собственных катализаторов, переработка тяжелых нефтяных остатков и так далее.

«Газпром» с 2011 по 2015 г. выделит на НИОКР примерно столько же — 50,82 млрд руб. [5] Монополия будет увеличивать финансирование, и к 2020 г. затраты должны составить 34,8 млрд руб.

ЗАТРАТЫ НИОКР «ГАЗПРОМА» И «РОСНЕФТИ», млн руб.

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	Итого
«Газпром»	8310	7710	7870	11 200	15 730	50 820
«Роснефть»	8552	9160	10 604	11 491	12 523	52 330

Источник: данные компаний

Портфель активов нефтяных компаний включает в себя зрелые месторождения, новые проекты в фазе быстрого роста, а также запасы, которые ещё только предстоит разведать и ввести в эксплуатацию. И для каждой из этих групп активов необходим собственный инновационный подход. Кроме того, весьма широка география деятельности компаний, поэтому очень важно организовать взаимодействие между специалистами различных предприятий. В частности, оправдывает себя практика, когда пилотные проекты тестируются в одном месте, а затем применяются в других регионах. ВИКи отличаются сложными потоками взаимоотношений, а также большим количеством различных инициатив. Мероприятия в рамках различных программ и инициатив зачастую могут осуществляться бессистемно, с дублированием задач, отсутствием передачи опыта по результатам. Накопленный опыт не хранится в едином пространстве, следствием этого является повторение дочерними обществами уже совершенных ошибок и безрезультатное применение новых технологий из-за дефицита обмена знаниями и опытом. Менеджеры могут знать все про свой проект, но не видят картины в целом, при этом существуют значительные коммуникационные барьеры. Ситуация такова, что компания с широким региональным представительством обладает знаниями, которые трудно извлечь и распространить среди сотрудников.

Среди часто встречающихся проблем в области управления знаниями можно отметить следующие:

- отсутствие практики фиксирования, накопления знаний и обмена ими;
- отсутствие эффективных коммуникаций между экспертами различных подразделений;
- сложность передачи опыта от экспертов молодым сотрудникам;
- отсутствие единой базы данных

- неактуальная, недостоверная информация, сложная в применении;

- большое количество разрозненных сетевых ресурсов и разных ответственных лиц с множеством узлов взаимодействия.

Проблемы можно систематизировать по критериям:

Люди

- Отсутствие внутренней мотивации на инновации и обмен знаниями;
- Нехватка компетенций и времени;
- Корпоративные практики слабо распространяются в целом по компании.

Контрактование новых технологий/ инноваций

- Нет отдельной процедуры контрактования опытно-промышленных работ (ОПР)/НИОКР (R&D);
- Отсутствие стандартных договоров на НИОКР/ОПР (R&D) и пилотных проектов.

Обмен информацией между заказчиком и подрядчиком

- Нехватка информации о технических задачах/проблемах, стоящих перед оператором, и ожиданиях от реализации проекта;
- отсутствие единого информационного пространства – платформы знаний;
- Нет обратной связи по результатам проекта;
- Нет единого механизма (интерфейса) взаимодействия с заказчиком.

Управление знаниями в компании

- Отсутствует практика фиксирования, накопления знаний и обмена ими, процесс не формализован;
- Нет единой базы данных по инновациям, извлеченным урокам;
- Актуальность, достоверность, применимость информации;
- Множество сетевых ресурсов и ответственных лиц – много узлов взаимодействия;

Команда сообщества (формируется для каждого сообщества)Совет директоров

- Определение стратегии развития сообщества и задач;
- Обеспечение соответствия задач сообщества стратегическим инициативам блока «разведка и добыча»;
- Продвижение сообщества на высших уровнях;
- Сотрудничество с лидером и контроль деятельности сообщества.

Лидер сообщества

- Взаимодействие с Советом директоров и модератором сообщества;
- Формирование ключевых проблемных направлений и показателей в рамках дисциплины сообщества;
- Утверждение номинантов на звание лучших участников сообщества;
- Организация и проведение тренингов.

Модератор

- Сбор новостей, подготовка и рассылка информационных бюллетеней;
- Координация маркетинговой деятельности, продвижение сообщества;
- Организация и проведение встреч и онлайн-событий, привлечение новых участников, получение обратной связи.

Участники сообщества

- Участие в дискуссиях и распространение лучших практик;
- Участие в опросах для определения эффективности функционирования платформы знаний.

Одной из основных проблем инновационного процесса является аккумуляция и масштабирование технологического опыта. Если у компании имеется около нескольких тысяч скважин, и на многих из них проводятся те или иные горно-технологические мероприятия, то опыт опробования различных технологий должен мгновенно передаваться по всем направлениям.

Сегодня главная задача финансового менеджмента любой компании – приращение богатства акционеров, формирование зрелой акционерной стоимости, а цель учёных – помогать находить новые направления для инвестиций и добиваться того, чтобы эти вложения гарантированно приносили прибыль.

Иными словами, инновации – это способ коммерциализации знаний, но для осуществления данного процесса необходимы два важнейших фактора – кадры и деньги, что касается первого, то в России всегда остро стояла и стоит проблема финансирования научно-технического прогресса. Предприятия, в том числе нефтегазового комплекса, ведут контроль затрат и пытаются экономить

(себестоимость тонны нефти – важный показатель) и, как всегда, делают это за счёт «нематериальных активов», в частности и научной деятельности.

Для нефтегазовой промышленности РФ характерна чрезвычайно высокая концентрация капитала, это 10 компаний, малый и средний бизнес представлен в ней очень слабо. В распоряжении ведущих субъектов отрасли находятся мощнейшие финансовые потоки, но в инновации вкладывается недостаточно средств.

Не лучше обстоят дела и со вторым элементом – кадрами. К сожалению, одна из главных бед современной России – острый дефицит квалифицированных инженеров (хотя его испытывают не только отечественные, но практически все международные нефтегазовые корпорации). В последние годы структура высшего образования в России изменилась. В результате мы имеем не специалистов, а бакалавров, но ещё не магистров, поскольку система магистерской подготовки до сих пор не отлажена. Мы должны понимать, что одно государство не способно дать подготовленных специалистов, в этом процессе должны участвовать производственные звенья, которые способны стать базой, где доучиваются молодые кадры. Но даже хорошего уровня высшего образования недостаточно для формирования специалиста «эпохи инноваций». Необходима длительная и скрупулёзная работа с кадрами, поиск наиболее активных и высококвалифицированных специалистов, которых надо обеспечить индивидуальной программой развития, персональным обучением с привлечением консультантов из различных областей, это позволит создать инновационно-ориентированных специалистов, склонных к творчеству. Всё это диктует необходимость формирования особой инновационной культуры, для чего требуется осуществление не просто формальных мероприятий, а настоящих творческих программ.

Наступление «эпохи инноваций» замедляется ещё и из-за того, что компании нефтегазового комплекса, как правило, не имеют чёткого опыта и плана такого развития. Все они приняли долгосрочные стратегии своего развития, но эти документы концентрируются на решении экономических, а не технологических вопросов, тем более кадровых вопросов. В частности, не определяется даже тактика внедрения инноваций – то ли закупать всё на Западе, то ли разрабатывать собственными силами. Большой проблемой является и обеспечение эффективного взаимодействия научно-проектного комплекса и производства. В теории предполагается, что сотрудники научно-проектировочных структур должны выявлять «спрос на инновации» и эффективно удовлетво-

Огромное число крупных и гигантских месторождений с легкой маловязкой нефтью, размещающейся в природных резервуарах с высокоёмкими коллекторами разрабатывалось тщательно отработанной технологией поддержания пластового давления, что давало возможность оставлять «до лучших времён» часто очень крупные месторождения, но с параметрами, не позволяющими использовать эту технологию.

Естественное истощение традиционных месторождений вызывает необходимость разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, нефтяных оторочек газовых месторождений, масштабного промышленного освоения глубин 4,5–6 км, а в некоторых регионах 7–10 км. Большие глубины – это более сложные горно-геологические условия, иная флюидодинамика, развитие изменённых катагенетическими преобразованиями коллекторов нефти и газа, это более высокие температуры и давления. Необходимы новые научно-технические и технологические решения как для обоснования нефтегазоносности глубин 7–10 км, так и для реальной нефтегазодобычи с этих глубин. Например, самые древние продуктивные горизонты нефтяных месторождений Западной Сибири имеют юрский возраст. Нефтяная залежь выявлена в более древних породах, залегающих на глубинах 3,5–4,5 км. На территории Западной Сибири широко распространены триасовые и пермотриасовые отложения. Их мощность во впадинах, котловинах и прогибах превышает 5 км. Есть основания полагать, что продуктивные залежи будут открыты и в более глубоких горизонтах Западной Сибири [8].

Современная наука разработки нефтяных месторождений требует решения сложнейших задач:

во-первых, нужны новые подходы к тектоническому районированию и прогнозированию открытия месторождений полезных ископаемых на основе геодинамического анализа, а также методы исследования строения недр, позволяющие получать всестороннюю аналитическую характеристику геологического вещества на основе элементного и изотопного анализов.

во-вторых, в практике геолого-геофизических исследований необходимо использовать новые цифровые измерительные системы, а также средства автоматики и информационно-коммуникационные технологии.

в-третьих, решающее значение в развитии научных исследований имеет возможность обработки и освоения огромного объёма геологических, геофизических, геохимических и дистанционных данных на основе современных информационных технологий. Принципиально новым является пе-

реход от качественных оценок к количественным моделям.

в-четвёртых, важно расширение масштаба геологических исследований: кроме верхних горизонтов земной коры, они должны охватывать континентальный шельф и дно Мирового океана. При этом необходимо использование глубокого и сверхглубокого бурения, геофизических исследований, различных сейсмических методов, подходов экспериментальной петрологии и минералогии [9].

Что мы понимаем под инновациями в нефтяной отрасли и что ждем от них? Это объединение геолого-геофизических исследований, нескольких технологий разведки, нефтегазобурения с цифровым управлением в сочетании со стандартизированными коммуникационными технологиями. Концепция потенциально, начиная с построения 3-мерных сейсмических изображений, может расширяться до преобразования данных в программы, которые позволят доносить информацию о добыче продавцам и трейдерам. Это означает, что теоретически она может влиять на всю цепочку формирования стоимости нефти и газа, с учетом всех сопутствующих технических, технологических и человеческих факторов.

Инновации охватывают все виды деятельности в ходе всего технологического процесса, на всех этапах нефтедобывающих технологий, включая автоматизированные системы работы, подземные оптоволоконные системы контроля, автоматический сбор данных, моделирование резервуаров в реальном времени, цифровые системы контроля резервуаров и скважин, которые выявляют утечки и осуществляют автоматическую мгновенную диагностику возможных проблем, а также расширенные функции оценки запасов и рисков, 3-мерные модели при планировании работы на месторождениях. Это тип «виртуальных месторождений», функционирующих как самостоятельные цифровые системы, на которых в устье скважины участие человека требуется в незначительной степени. Одной из главных характеристик цифрового месторождения является расширенное использование возможностей бурильных центров. Так, компания «Schlumberger» [10] эксплуатирует девять крупных наземных станций, подобных Абердине (Шотландия), которая может контролировать бурение одновременно на 28 точках в Северном море; аналогичная станция есть в Мексиканском заливе. По словам специалистов компании «Schlumberger», их видение цифрового месторождения включает «глобальную управляемую сеть, охватывающую все работы на месторождениях, с первой и до последней мили, соединяющую работы на месторождениях и специалистов-нефтехимиков в формате мобильных офисов».

Эта компания объединилась с британской фирмой «BT» с целью совместного предоставления услуг через объединенную систему коммуникаций, обеспечивая сопровождение интерактивного бурения и добычи. Такое беспроводное обслуживание на первой миле бурения является критическим первым звеном в цепочке цифровых коммуникаций, предназначенных для выполнения работ, которые не обеспечиваются проводной связью.

Более эффективный и качественный расчет нефтегазонасыщенных слоев может приводить к 7% снижению производственных затрат и 25% снижению капитальных и эксплуатационных расходов, в то время как применение динамического бурения может вдвое увеличивать коэффициент «попадания в цель» и снижать расходы на бурение на 15%. Выполняемые на основе полученных данных контроль, наблюдение, диагностика и оптимизация резервуаров помогают увеличивать коэффициенты извлечения на 65% [10].

Именно эти очевидные преимущества вызывают растущий интерес энергетических компаний, некоторые из которых уже запустили собственные программы по оцифровке своей деятельности. Например, компания «Shell» еще в 2004 г. запустила свою программу «Умные месторождения» («Smart Fields»), которая объединяет технологии измерения, контроля и управления в реальном времени, применяемые при работе на нефтегазовых месторождениях и планировании их развития. Благодаря отслеживанию непрерывно поступающего потока информации, инженеры могут оперативно принимать меры для оптимизации добычи и работы. Раньше это отнимало несколько недель, а теперь — всего лишь несколько часов.

Хотя успех цифровых месторождений в будущем обеспечен, путь к полному переходу на них и повсеместному применению вовсе не такой простой, несмотря на постоянный рост уровня технологических новинок. Как и в случае с большинством новых технологий, их применение — это не только вопросы соответствующего программного обеспечения и оборудования. Многие нефтяные компании пытались и по-прежнему пытаются сами объединить огромные объемы данных, поступающих из разных источников, многие из которых используют разные IT-платформы. Чтобы решить эту проблему, предпринимается попытка стандартизировать потоки данных. Действующая модель стандарта для бурильных данных и приложений, названная «Стандартный расширяемый язык передачи данных для буровых скважин» («Wellsite Information Transfer Standard Markup Language»), была выпущена в 2001 г. в результате совместных усилий большей части основных нефтяных и газовых компаний. Этот стандарт нашел широкое при-

менение. В августе 2005 г. запущена программа по разработке нового стандарта «PRODML». В ней, среди прочих, приняли участие «BP», «Statoil», «Shell», «Chevron», «ExxonMobil», «Halliburton» и «Schlumberger». Её целью стало создание недорогой, имеющей низкую степень риска, и в то же время высокоразвитой оболочки для конфигурации и управления современными процессами оптимизации. Версия 1.0 стандарта PRODML была выпущена в июле 2006 г.

Существует немало преимуществ, которые несут в себе программы перехода на «цифровые месторождения», однако сначала необходимо установить соответствующие и хорошо продуманные эксплуатационные показатели, которые позволят четко отличать преимущества этих программ от воздействия прочих производственных факторов.

Серьезную проблему представляет достоверность подсчёта геологических запасов газа крупнейших неразрабатываемых месторождений, которая на сегодняшний день ниже по целому ряду причин, например, отдельные участки таких месторождений, как Крузенштерновское, Харасавэйское, находятся в пределах шельфа. Кроме того, на этих участках сейсмические работы были проведены совсем недавно, и для оценки их надёжности требуется бурение и испытание разведочных скважин. Сложности при подсчёте запасов углеводородов продуктивных отложений Баженовской свиты обусловлены низкой степенью изученности и обоснованности модели резервуара и подсчётных параметров.

Дальнейший прогресс нефтегазопроисловых работ в значительной мере зависит от успешности фундаментальных исследований, связанных с изучением влияния глобальных геологических процессов на нефтегазообразование и нефтегазонакопление. Это, прежде всего, эндогенная энергетика, глобальная и локальная флюидодинамика, воздействие глубинного энергетического потока на процессы, протекающие в астеносфере и литосфере. Современные успехи в развитии геологии и геофизики, нефтегазовой науки и практики, новые технологии нефтяной и газовой промышленности, технические возможности глубокого бурения открыли новые перспективы разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов, залегающих на больших глубинах, в сложных горно-геологических условиях, в не встречавшихся ранее термобарических условиях, в породах, физико-геологические параметры которых существенно отличаются от известных до сих пор. Уникальные возможности компьютерных технологий позволяют обеспечить значительное продвижение в развитии методов трехмерного гидродинамического моделирования и адекватной имитации жизненно-

го цикла разработки нефтяных и газовых месторождений. В сочетании с интегрированным мультидисциплинарным подходом к проблемам разработки месторождений подобное моделирование и мониторинг его реализации позволяют получить эффект, сравнимый или превышающий результаты применения «третичных» методов повышения нефтеотдачи пластов.

В области разработки нефтяных и газовых месторождений исследования сосредоточены на решении следующих проблем:

- создание единой методологической основы моделирования фазового состояния и термодинамических свойств систем природных углеводородов во всем диапазоне термобарических условий компонентных составов, соответствующих процессам разработки и эксплуатации месторождений;
- исследования особенностей фильтрации многокомпонентных многофазных углеводородных систем в околокритическом состоянии, в условиях высоких давлений и температур;
- развитие теории движения взаиморастворимых жидкостей и контроля внутрипластовых потоков с использованием индикаторов;
- создание научных основ «скважинно-трещинных» систем разработки нефтяных месторождений;
- экспериментальное обоснование и развитие теории и методов расчета извлечения нефти из неоднородных пластов;
- теоретическое исследование и создание методов расчета деформации массивов горных пород в результате разработки нефтяных и газовых месторождений;
- совершенствование способов компьютерного проектирования технологических схем разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Добыча нефти на абсолютном большинстве наших месторождений производится с использованием технологии поддержания пластового давления. При этом обводненность месторождений, т.е. количество воды в добываемой продукции, превышает 80%, а на некоторых месторождениях достигает 96–98%. При длительном использовании технологии поддержания пластового давления вода выбирает наиболее проницаемые пропластки, обходя хуже проницаемые участки, зоны, линзы, где находятся значительные запасы нефти. Для добычи этой нефти надо направить потоки воды в слабопроницаемые пропластки и зоны, используя передовой опыт США, Норвегии и Канады, активнее использовать бурение горизонтальных скважин и гидравлические разрывы пластов. Россия отстаёт и в сфере применения «третичных» методов увеличения нефтеотдачи – тепловых, газовых, химических и микробиологических. Технологии

добычи нефти из обводненных месторождений универсальны, эта «интеллектуальная» технология должна избирательно воздействовать на высокопроницаемые обводненные пласты, резко снижая их проницаемость, обеспечивать выравнивание профилей приемистости скважин и пласта, изменять фильтрационные потоки, увеличивая охват пласта заводнением, что приводит к снижению обводненности добываемой продукции, увеличению добычи нефти и повышению нефтеотдачи.

Данная технология позволяет:

- подключить в разработку ранее не работавшие пласты и пропластки;
- увеличить коэффициент охвата пластов заводнением;
- изменить фильтрационные потоки жидкости;
- выровнять профиль приемистости нагнетательной скважины и пласта;
- повысить вытесняющую способность закачиваемой системы;
- за счет флокулирующих свойств создать условия для возникновения дополнительного остаточного сопротивления воде;
- уменьшить обводненность добываемой продукции;
- повысить нефтеотдачу высокообводненных пластов на поздней стадии их эксплуатации.

Проблема вовлечения в активную разработку огромных ресурсов высоковязких нефтей (ВВП) из года в год, по мере опережающей выработки запасов легких нефтей, становится все более актуальной. Это обусловлено не только большими запасами этих углеводородов, но и сложностью, наукоемкостью задач, решаемых при их освоении и эксплуатации. В связи с открытием и вовлечением в разработку новых месторождений ВВП ставит в последнее время вопрос подъема таких нефтей на поверхность особенно остро.

Нестандартных проектных решений и применения инновационных технологий требуют удаленные месторождения, расположенные в неосвоенных территориях с суровыми климатическими условиями и сложной геологической структурой. Так, стратегические направления развития арктической зоны включают: добычу полезных ископаемых, транзитное судоходство, объекты транспортной инфраструктуры, обеспечение навигации в регионе, научную деятельность и полярные исследования, климатические и экологические вопросы, кадровое обеспечение деятельности в Арктике, полярный туризм, сохранение культурного и языкового разнообразия, а также традиционного уклада жизни коренного населения Арктики. Примером может быть программа поисково-разведочных работ, подготовленная Роснефтью совместно с ExxonMobil,

стратегическим партнером по освоению участков Восточно-Приновоземельские -1, -2, -3 на лицензионных участках в Карском море. На участке Восточно-Приновоземельский-1 будет проведена сейсморазведка 3D на площади 3 тыс км².

В процессе съемки применяются лучшие технологии компании «Вестерн Джико», одного из мировых лидеров в области морской сейсморазведки. Роснефть выполняет программу ГРП в Карском море, строго соблюдая все требования природоохранного законодательства РФ и лицензионных условий. Так, помимо сейсморазведочных работ в сезон 2012 г. на участках выполняются эколого-рыбохозяйственные и гидрометеорологические исследования.

Для успешного решения задач по освоению арктических месторождений перед специально созданным Арктическим научно-проектным центром стоят задачи по аккумулированию знаний, технологий, опыта, а также выполнению полного цикла научно-проектных работ по освоению шельфовых месторождений.

Центр осуществляет мониторинг ледовой обстановки, подготовку работы ледокольных судов, проектирование ледостойких морских сооружений и приспособленных к арктическим условиям трубопроводов, организационно-материальному обеспечению. В компетенции Центра также находится проведение гидрометеорологических исследований и разработка новых технологий для реализации шельфовых проектов.

ВИКи внедряют:

- системы оперативной передачи данных InterAct, позволяющие работать в системе любого компьютера с доступом в сеть Интернет. Система делает возможным мониторинг горизонтального бурения всеми ответственными лицами и дает возможность принимать оперативные решения в режиме реального времени.

- приборы PeriScope, предназначенные для «проактивной» геонавигации горизонтальных скважин. Применение их позволяет осуществить максимально эффективную проводку горизонтальных участков в продуктивной зоне сложно построенных коллекторов месторождения.

На очень крупные и сложные, шельфовые разработки привлекаются инжиниринговые подрядчики для формирования концепции комплексного развития месторождений. Эта работа позволяет оптимизировать затраты на инфраструктуру каждого месторождения в отдельности и получить наибольший синергетический эффект при полномасштабной разработке всех месторождений компании в данном регионе. Примером служит проект “RU-NO Barents”, в рамках которого Норвегия будет помогать России вести разработку не-

фтегазовых месторождений в Карском море [11]. Российско-норвежский проект “RU-NO Barents” был запущен еще в начале 2012 г. В рамках данного проекта, который рассчитан на 3 года, будут изучены и найдены оптимальные решения для добычи нефти и газа в Баренцевом, Печорском и Карском морях экологически безопасным и надежным способом. Таким образом, в России зарождается отрасль морской разработки нефтегазовой отрасли. Благодаря этому возникают возможности для обмена опытом, знаниями и технологиями. Одним из ключевых препятствий к использованию потенциала этого региона как источнику нефтяных ресурсов является ограничение в технологиях у нефтедобывающих компаний. Кроме того, работа в Арктике имеет свои особенности, среди которых наличие льда и большие расстояния для перевозки добытых ресурсов, а также жесткие требования к экологии. Сейчас уже созданы СП для разведки месторождений в Баренцевом и Карском морях и уже сделаны первые шаги по проведению разведки. И в настоящее время полным ходом идет сейсморазведка, в 2013 г. в Карском море будет развернуто разведочное бурение. Необходимо выделить эффективный процесс контрактирования применения новых технологий с использованием сервисных компаний – Baker Hughes, Schlumberger, Weatherford, ООО «Алмас-Н», «Римера», ОАО «ОЗНА», ООО «Югсон-Сервис», ГК «Новомет» и других. Это те подрядчики, которые уже имеют положительный опыт работы с предприятиями и способны предлагать инновационные разработки не только сегодня, но и в будущем, главным условием их успешного внедрения инноваций является соединение имеющегося опыта и ноу-хау.

Внедрение наукоемких методов планирования и управления разработкой месторождений является ключевым аспектом в повышении эффективности освоения запасов углеводородов. Разработку и экспертизу технологических решений ведет команда, в которую входят геологи, разработчики пластов, сеймики, специалисты по исследованию керна, петрофизики, технологи, буровики, специалисты по вопросам газового и водогазового воздействия и стратегии заканчивания скважин.

Сегодня в мировой практике для сопровождения программ бурения, поддержания пластового давления (ППД), геолого-технических мероприятий (ГТМ) широко применяется геологическое и гидродинамическое моделирование, однако в России случаи использования моделей для решения оперативных задач разработки пока весьма немногочисленны. Между отделом моделирования и профильными отделами (бурения, резки боковых стволов, ГТМ, ППД и других) в рамках компании существует четкое разделение функций. В со-

ответствии со стратегией главной задачей отделов моделирования является создание и поддержание моделей в актуальном состоянии, тогда как оперативные работы по их использованию для сопровождения разработки возлагаются на инженерный состав специальных подразделений или дочерних организаций. Время требует объединения усилий всех структур.

ТНК-ВР первой в российской нефтегазовой отрасли сумела обеспечить инженерный доступ к геолого-гидродинамическим моделям – причем не только в профильных отделах разработки месторождений, но даже в цехах добычи нефти, модели быстро дошли непосредственно до промыслов. Такому успеху способствовало внедрение на предприятиях интерактивного пакета для гидродинамического моделирования пласта tNavigator.

Гидродинамическое моделирование является эффективным инструментом для принятия эффективных решений по разработке месторождений – от сопровождения программы бурения и разработки программы исследований скважин до оптимизации программ геолого-технических мероприятий и работы системы ППД. С точки зрения эффективного ведения бизнеса оперативные расчеты на гидродинамических моделях позволяют обоснованно выбирать оптимальные решения по планированию и корректировке стратегии разработки месторождения и максимально эффективно использовать возможности повышения добычи на зрелых месторождениях.

Применение передовых технологий интерпретации результатов сейсмических исследований 2D, 3D (инверсия) позволяет получить данные о геологическом строении и свойствах коллектора нефтяных и газовых месторождений, существенно повышает качество разведки. Лидером в применении сейсмических исследований в России является ТНК-ВР. В 2005–2010 гг. сейсмические исследования 2D и 3D были проведены на площади 23,257 тыс. пог. км² и 22,200 кв. км соответственно. Данные, получаемые в ходе сейсмических исследований 3D, позволяют создавать трехмерные модели месторождений, что, в свою очередь, помогает точнее определять оптимальное размещение скважин и повышать их эффективность. В 2010 г. трехмерные сейсмические исследования охватили 8 регионов России, включая Верхнечонское месторождение в Восточной Сибири, Саянское месторождение в Западной Сибири и центральную часть Уватской группы месторождений на юге Тюменской области. Особенно хорошие результаты были получены на Верхнечонском месторождении, что позволило значительно уточнить геологическую модель месторождения и увеличить средний дебит на 30%. Результативность сейсми-

ческих исследований обеспечивается не только количеством площадей, на которых они проводятся, но и качеством обработки и интерпретации полученных данных. Обработка сейсмических данных проводится в выделенном центре компании WesternGeco, который предоставляет эти услуги только для ТНК-ВР; 80% всех объемов интерпретации выполняется в Тюменском нефтяном научном центре (ТННЦ). Информация, полученная в ходе обработки и интерпретации сейсмических данных, становится частью базы данных, которая содержит визуальную информацию о сложных геологических структурах и залежах углеводородов для анализа и проектных решений на месторождениях компании. Увеличение плотности 3D съемки в 4,5 раза значительно повысилось точность построения геологических моделей.

Применение высокопродуктивных вибросейсмических методик (HPVA) для плотных высоко-разрешающих съемок, основанных на системах глобального позиционирования (GPS), позволяет получить качественные изображения с высоким разрешением во всем диапазоне интересующих глубин.

Ключевым моментом в поддержании добычи является повышение эффективности бурения и ГТМ – именно по этим направлениям внедрение новых технологий должно быть масштабным. Для крупнейших компаний с миллиардными запасами нефти, с перспективой внедрения новых технологий на тысячах скважин внедрение инновационных методов нефтедобычи сделает рентабельной разработку существенного объема дополнительных запасов. Такие компании, как ТНК-ВР, ведут разработки по подъему трудноизвлекаемых запасов, улучшению процессов управления разработкой пластов и развитию организационного потенциала. Сегодня многие специалисты стремятся работать на новых проектах, забывая при этом, что самые интересные и творческие задачи с применением новых технологий решаются именно на зрелых месторождениях. Здесь огромные возможности для роста и развития – в первую очередь, для сервисных компаний, которые могут и должны предлагать свои решения предприятиям, а те, в свою очередь, обязаны рассмотреть наилучшие предложения, провести опытно-промышленные испытания, оценить их эффективность и тиражировать наиболее перспективные технологии.

Инвестиции во внедрение новых технологий играют очень важную роль на текущем этапе развития компаний, так как такие важные направления деятельности, как возмещение запасов, сокращение затрат, увеличение добычи, зависят от новых технологий. На сегодняшний день ТНК-ВР направляет около 10% всех инвестиций на инно-

2. http://www.shell.com.ru/home/content/rus/aboutshell/our_business_tpkg/global_business_structure/
3. <http://www.tnk-bp.ru/>
4. <http://www.rosneft.ru/>
5. <http://www.gazprom.ru/>
6. <http://www.rbcdaily.ru/2012/08/28/tek/562949984603042>
7. *Форрест Ф. Крейг*. Разработка нефтяных месторождений при заводнении ; пер., ред. В.Л. Данилов. – М.: Недра, 1974 г.
8. *Дмитриевский А.Н.* Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности России. <http://burneft.ru/authors/768>
9. *Стратегия* развития геологической отрасли до 2030 года утвержденная распоряжением правительства РФ от 21 июня 2010 г. № 1039. <http://www.priroda.ru/law/detail.php?id=10161>
10. <http://www.Schlumberger.slb.ru/>
11. <http://www.intsok.com/index.php?id=5659&download=1>
12. http://annual-report-2010.tnk-bp.ru/ru/exploration_and_production/upstream/