



Артем Козловский: Ключевой риск для нефтегазовых компаний – подмена долгосрочного планирования краткосрочными целями

Сегодня перед нефтегазовыми компаниями стоит множество вызовов. Причем к традиционным рискам, связанным с колебаниями конъюнктуры рынков углеводородного сырья и ухудшением качества минерально-сырьевой базы, теперь добавляются новые – обусловленные переходом к следующему технологическому укладу, базирующемуся на цифровых технологиях. В этих условиях необходима, с одной стороны, оптимизация деятельности самих нефтегазовых компаний. А с другой – улучшение качества государственного регулирования, в первую очередь через механизмы налогообложения. Каким же образом снизить имеющиеся риски и обеспечить повышение эффективности отрасли? Об этом в интервью «Нефтегазовой Вертикали» рассказал партнер EY, руководитель консалтинговой практики для компаний нефтегазового сектора в СНГ Артем КОЗЛОВСКИЙ.

Ред.: Какие основные риски сегодня характерны для российских нефтегазовых компаний? В чем этот набор рисков совпадает с международной практикой и в чем заключается специфика российских рисков?

А.К.: Нефтегазовый бизнес во всем мире является высокорискованным по определению, учитывая его геологическую неопределенность. У российских компаний есть преимущество в виде наличия достаточно хорошо изученной сырьевой базы. Хотя и здесь бывают неожиданности вроде списания части запасов. Например, в случае с карбонатными коллекторами в Тимано-Печоре. Однако масштаб переоценки активов в сторону понижения из-за реализации геологических рисков в России существенно меньше по сравнению со среднемировыми значениями.

Также для отрасли в целом существенными являются ценовые риски. Мы все хорошо помним, как за последние пять лет цены на нефть колебались от свыше \$100 до ниже \$30 за баррель. Хотя в российских условиях данный риск также несколько ниже, чем в большинстве зарубежных географий. Во-первых, состояние счета текущих операций сильно зависит от валютных поступлений от продажи углеводородов, что влияет на курс национальной валюты. В условиях падения цен на нефть она ослабляется, и для большинства добывающих проектов это означает существенную поддержку рублевой выручке.

Во-вторых, немаловажной составляющей устойчивости российских проектов в секторе upstream являются особенности нашей фискальной системы. Государство, являясь основным бенефициаром роста цен на нефть, также в первую очередь «несет потери» при падении цен на углеводороды. Часть выручки, очищенная от экспортной пошлины и НДС, уже не настолько чувствительна к изменению ценовой конъюнктуры.

В результате действия этих двух факторов чистый денежный поток добывающего проекта в Западной Сибири на пике цен летом 2014 года составлял 1,9 тыс. руб./т. А в 2016 году при средней цене на нефть на уровне около \$40/барр (и, соответственно, курсе 67 руб./\$) – 1,6 тыс. руб./т. То есть при более чем двукратном падении долларовой цены денежный поток в рублевом эквиваленте сократился лишь на 15–20%.

Также есть ряд рисков, которые свойственны в основном российским компаниям. И часть из них уже реализовалась. Так, на фоне введения ограничительных мер в отношении поставок оборудования и технологий для работы на шельфе и некоторых видах ТРИЗ разработка данных видов запасов сдвигается во времени. Нельзя не упомянуть и неопределенность налоговых условий, которые негативно влияют на стоимость проектов в связи с необходимостью использования более высокой ставки дисконтирования. Если бы российские компании работали в нало-

говых условиях 2011 года, то их суммарный денежный поток был бы на 1,2 трлн рублей больше, чем сейчас.

К специфическим российским рискам можно отнести риск замедления темпов наращивания нашего присутствия на зарубежных рынках. Относительно дешевый российский газ и качественное дизельное топливо могут столкнуться как с экономическими, так и с политическим барьерами.

Для отрасли в целом существенными являются ценовые риски. Хотя в российских условиях данный риск также несколько ниже, чем в большинстве зарубежных географий

Цифровую трансформацию, казалось бы, не стоит относить к рискам. Наоборот, это возможность использовать Индустрию 4.0 для сокращения издержек и получения дополнительной выручки благодаря коммерциализации интеллектуальной собственности. Однако нефтегазовая индустрия гораздо инертнее финтех и ритейл, и прорывные технологии здесь рождаются гораздо реже и развиваются медленнее. Поэтому риск отстать в области «цифры» от других отраслей для компаний нефтегазовой отрасли весьма существенен и уже реализуется.

Но ключевым риском – как для российских, так и для зарубежных нефтегазовых компаний – я бы все-таки назвал баланс между долгосрочными и краткосрочными целями. Нефтегазовая отрасль является капиталоемкой и рискованной, и компаниям всегда приходилось аккуратно выбирать между проектами, в которые они были бы готовы вкладывать ограниченные финансовые ресурсы в условиях неопределенности. При этом с учетом текущей, относительно высокой, цены на нефть многие компании заинтересованы в получении максимальных дебитов здесь и сейчас. Это может не только отрицательно сказываться на КИН, разработке оторочек, конденсата, баженовской свиты, Арктики и шельфа в ближайшей перспективе, но и приводить к подмене долгосрочного и среднесрочного планирования краткосрочным оперативным, то есть без учета долгосрочных сценариев развития отрасли, политических, технологических и прочих «черных лебедей». В условиях ограниченного внешнего финансирования данная тенденция может только усугубиться.

Хотя и этот риск является управляемым, если компании будут не просто ранжировать свои инвестиционные проекты по финансово-экономическим показате-

лям, а создавать сбалансированные инвестиционные портфели с использованием современных инструментов математического анализа и регулярно проводить стресс-тестирование своего текущего портфеля относительно альтернативных сценариев будущего.

Ред.: *Одна из угроз для российского НГК – ухудшение структуры минерально-сырьевой базы, рост доли труднодоступных запасов. Какие способы и методы минимизации этого риска вы считаете наиболее оптимальными?*

А.К.: Ухудшение качества минерально-сырьевой базы является проблемой не только для российской нефтегазовой отрасли. По всему миру размер среднего открытого месторождения за последние пять лет снизился на 30–40%. При этом, если брать прошлый год, десять крупнейших открытых углеводородных месторождений являются морскими. В этой связи рост доли ТРИЗ, а также выработанных запасов и месторождений в отдаленных регионах в структуре добычи в России укладывается в общую тенденцию. Вообще ухудшение базы является не гипотетическим риском – это уже наступившая реальность, и многие компании давно и успешно в ней работают. Например, в США гидроразрыв пластов является обязательной процедурой на практически всех новых месторождениях.

На фоне введения ограничительных мер в отношении поставок оборудования и технологий для работы на шельфе и некоторых видах ТРИЗ разработка данных видов запасов сдвигается во времени

Наилучшее решение – это развитие технологий. Например, геологам хорошо памятна дискуссия начала 1980-х годов касательно отсутствия технологических возможностей по добыче нефти из пласта, получившего название «рябчик». А сегодня это уже не представляет никаких проблем. Поэтому само по себе понятие ТРИЗ (unconventional) является философским и во многом зависит, в том числе, от позиции регуляторов.

С точки зрения регулирования и фискального стимулирования, проблема вовлечения данных категорий запасов в разработку решается, прежде всего, благодаря применению налоговых льгот. По нашим оценкам, за последние десять лет доля льготированной нефти в структуре добычи выросла с 5 до более чем 30%. При этом надо понимать, что льготированная добыча – это не только прибыль компании и посту-

пления в бюджет, это еще и возможность отработки методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в промышленных масштабах. Именно данная составляющая, наряду с созданием правильных фискальных стимулов, является способом снижения влияния ухудшения горно-геологических условий на показатели отрасли.

Повышению качества извлечения тех запасов, которые все-таки удастся найти, также значительно способствует развитие партнерских связей между нефтегазовыми и нефтесервисными компаниями. У кого-то есть лицензия, у кого-то финансовые ресурсы, кто-то готов брать месторождения «под ключ» в рамках ЕРС-контрактов, кто-то хорошо работает с нефтью, кто-то с газом, кто-то специализируется на определенных МУН. Если план разработки месторождения готовится в рамках по-настоящему партнерских отношений, при которых все участники заинтересованы в одном результате – максимально рентабельной добыче с высоким целевым КИН (а не просто отработывают свои техзадания в формате «к пуговицам претензий нет?»), – то можно успешно работать и на ТРИЗ. Зачастую это скорее вопрос взаимодействия и мотивации, чем качества сырьевой базы.

Ред.: *Какие направления в сфере повышения эффективности нефте- и газодобычи вы считаете наиболее приоритетными в текущих российских условиях?*

А.К.: Современные цифровые технологии открывают огромный простор для инноваций. Например, в области предиктивной аналитики. Однако, возможно, несколько преждевременно говорить о том, что все, что можно было сократить в области непроизводительного времени и неэффективных затрат, большинство компаний уже срезали, и оставшийся резерв можно выявить только с помощью «цифры». Значительный потенциал повышения эффективности лежит в сфере взаимодействия с подрядчиками и поставщиками, на которых в добыче приходится основной объем бурения, ремонта скважин и капитального строительства. В случае построения долгосрочных стратегических отношений с подрядчиками, при наличии гарантированных объемов работ подрядчики часто готовы не только закупать новое оборудование и подбирать квалифицированные кадры, но и совместно искать способы снижения затрат, повышения качества своей работы и стандартов охраны труда.

Все важнее становится именно скорость разработки и внедрения новых технологических решений, а не конкретные технологии. Чем быстрее компания выявляет новые идеи, создает прототипы, тестирует «в поле» (и пусть даже отказывается от тиражирования нерабочих или нерентабельных технологий), тем быстрее она найдет правильные ответы. В условиях быстро меняющейся высококонкурентной экосистемы организация управления и внедрения

НИОКР становится не менее важной, чем академическая новизна и научная ценность новых разработок.

Ред.: Каковы, на ваш взгляд, способы повышения эффективности российской нефтепереработки? Не могли бы вы поделиться лучшими практиками в этой сфере?

А.К.: Если измерять эффективность не в объемах и не в глубине переработки, а исходить из того, сколько завод в итоге заработал, очевидно, необходимо снижать затраты и повышать долю выхода наиболее маржинальных фракций. Чаще всего значительный эффект сокращения операционных затрат в переработке возможен в результате оптимизации системы снабжения, эффективности ремонтов, штатной численности, транспорта и капитального строительства.

Ухудшение качества МСБ является проблемой не только для российской нефтегазовой отрасли. По всему миру размер среднего открытого месторождения за последние пять лет снизился на 30–40 %

В части материального баланса сейчас активно внедряются различные «цифровые советчики», дополняющие системы автоматизированного рабочего места (АРС) и позволяющие значительно повысить точность прогнозных выходов, оптимизировать технологический режим установок первичной и вторичной переработки.

Не менее важным параметром является планирование работы НПЗ «от рынка», а не от технологических возможностей предприятия, с возможностью оперативной перенастройки производства под рыночные реалии.

При выборе топлива наших российских потребителей все меньше волнует вопрос о том, на каком именно НПЗ оно было произведено. Заводы крупнейших ВИНК считаются относительно сопоставимыми. Гораздо важнее качество бензина или дизеля «на пистолете» и каким образом оно контролируется при транспортировке от нефтебаз – собственными бензовозами компании или чужими.

Ред.: Какие направления налоговой реформы в нефтегазовом комплексе, на ваш взгляд, могли бы способствовать повышению устойчивости и эффективности деятельности отечественных нефтегазовых компаний?

А.К.: По сути, в настоящее время можно выделить три ключевых направления повышения эффектив-

ности налоговой системы в нефтегазовой отрасли России: принятие законопроекта о налоге на дополнительный доход (НДД), оптимизация фискального режима в нефтепереработке и совершенствование действующих льгот.

Что касается первого направления, то введение НДД, применяемого к определенным группам участков недр, призвано заложить основу для системы налогообложения, отражающей реальную экономику проектов по нефтедобыче. Действующая система налогообложения, основанная на налоге на добычу полезных ископаемых, не в полной мере учитывает горно-геологические особенности залежей, а также не зависит от фактического размера инвестиций в разработку трудноизвлекаемых запасов. В настоящее время уровень затрат практически никак не учитывается при формировании более 90% фискальных изъятий, приходящихся на средний добывающий проект в России. И такая ситуация возможна только в условиях разработки достаточного количества запасов с низкими операционными издержками (в среднем по РФ эта величина в два-десять раз ниже, чем для других географий, в которых работают мировые ВИНК). Однако, учитывая неизбежный процесс старения месторождений, будет только расти потребность в объективном учете изменения экономики проектов за счет увеличения влияния затрат на формирование налоговой базы. Важно, что введение нового налогового режима будет происходить постепенно. Это позволит корректировать возможные недостатки концепции НДД по ходу эксперимента.

Второе направление – совершенствование налоговых условий работы нефтепереработки для повышения ее эффективности и создания максимальной стоимости. Это поможет росту российского ВВП, темпы увеличения которого пока отстают от среднемировых показателей. Ну, и естественно, изменение условий работы не должно оказать негативного влияния на стоимость топлива на АЗС.

На первый взгляд кажется, что эффективность сектора downstream повышается на основании общепринятого в российской практике показателя глубины переработки, который вырос с 72% в 2014 году до 80% в 2017-м. Однако сокращение производства мазута при неизменном объеме предложения моторных топлив нашло отражение в динамике номенклатуры другой товарной продукции. Наблюдается существенный рост доли так называемых прочих нефтепродуктов. Соответственно, без детального анализа и установления того, что же именно поменялось в структуре выходов на НПЗ, картина выглядит неполной и не позволяет оценить степень эффективности российской нефтепереработки.

Ну и, наконец, третье – это проведение полномасштабного анализа действующей системы льгот (прежде всего, по НДС) с целью подведения итогов и определения степени их эффективности, а также выработки дальнейших шагов в этом направлении.

Ред.: Одним из важнейших трендов развития НГК сегодня является цифровизация. Какие риски позволяет снизить внедрение цифровых технологий? Не ведет ли цифровизация к появлению новых рисков, в частности, связанных с угрозой хакерских атак на объекты НГК?

А.К.: Цифровизация – это уже такая же реальность, как рост доли труднодоступных запасов. Сейчас компаниям становится сложнее не столько находить интересные технологии, которые можно пробовать на производстве, сколько выбирать наиболее перспективные для себя из огромного вала аналогичных решений. При этом итоговый эффект в краткосрочной перспективе не всегда легко измерим или сопоставим с отдачей от проектов основного бизнеса. По-настоящему прорывные технологии встречаются крайне редко. Качество данных на активах зачастую оставляет желать много лучшего. Есть вопрос и к безопасности данных и систем. В государственных компаниях могут быть вопросы по учету и целевому расходованию средств. Не до конца выстроены механизмы коммерциализации и защиты создаваемых объектов интеллектуальной собственности и т. д. Поэтому неудивительно, что цифровизация в нефтегазе продвигается не так быстро, как хотелось бы. Однако эти процессы не остановить, потому что конкуренция за запасы и рынки растет, а появляющиеся элементы искусственного интеллекта уже гораздо эффективнее «человеческого фактора» – и по мощности, и по трудоспособности.

Как говорил персонаж одного старого советского мультфильма, появляется риск опоздать не на несколько лет, а «навсегда». Например, уже сейчас в мире существуют крупные заводы, на которых благодаря «цифре» планирование материального баланса и перенастройка всей технологической цепочки осуществляются ежедневно, исходя из постоянно меняющегося качества входящей нефти и потребностей рынка. Но также есть и предприятия, где еще не на всех установках имеются системы класса APC. Даже при высочайшей профессиональной квалификации операторов достигнуть и постоянно поддерживать идеальный режим потребления ресурсов, высокое качество выхода очень сложно. При этом средний возраст профессиональных кадров в отрасли меньше не становится, и не всегда специфику эксплуатации оборудования можно полностью записать в рамках регламентов, инструкций и стандартных операционных процедур (СОП).

В нефтегазовом трейдинге в ближайшие несколько лет стать доминирующей технологией имеет все шансы блокчейн. Он позволяет значительно снизить стоимость транзакций и повысить оборачиваемость контрактов. В секторе upstream большой интерес представляют новые методики интерпретации сейсмических и литологических данных, а также предиктивные системы по отказам оборудования.

Конечно, чем больше устройств подключено к сети, тем выше уязвимость системы. Но и физически выключить все компьютеры и датчики тоже уже не получится. Даже если невозможно на 100% обезопасить себя от внешней кибер-угрозы, можно значительно снизить вероятность негативных последствий путем создания дублирующих мощностей, резервного копирования, разработки четкого плана действий во время атаки и т.д. Не все информационные ресурсы компании обладают одинаковой ценностью и требуют одинакового уровня защиты. Да и далеко не всегда основная информационная угроза компании идет извне. Как и, например, с физическими врезками в трубопроводы, инциденты с информационной безопасностью также чаще всего имеют место при осмысленном участии или халатности самих сотрудников компании.

Само по себе понятие ТРИЗ является философским и во многом зависит, в том числе, от позиции регуляторов

Как одновременно обеспечить развитие информационных технологий и их защиту? Во всем необходимо искать золотую середину. Например, для предиктивных технологий цифровизация дает максимальный эффект при наличии большого количества данных, на базе которых может быть построена идеальная эталонная модель поведения конкретного элемента оборудования. Такие данные доступны в облаках поставщиков оборудования, но компании не всегда готовы отдавать свои данные из соображений безопасности. Создание собственных облаков в периметре компании позволяет повысить защиту данных, однако на разработку предиктивных моделей и самостоятельную «чистку» данных у компаний может уйти иногда сопоставимое количество средств и времени. Но если она делает такой выбор осознанно, это тоже абсолютно нормально.

Ред.: Сегодня в российском НГК взят курс на импортозамещение. Это требует не только разработки новых технологий и оборудования, но и выстраивания новой системы взаимоотношений между нефтяными компаниями (заказчиками) и машиностроительными предприятиями (поставщиками). Каковой, на ваш взгляд, должна быть оптимальная модель таких взаимоотношений?

А.К.: Локализация позволяет повысить устойчивость российского ТЭК к внешним вызовам. И здорово, что государство системно взялось за эту работу. Опыт других стран показывает, что при правильной постановке целей возможно достижение выдающихся результатов. Например, в Норвегии

при создании промышленности для производства оборудования для шельфовых проектов в 1980-е годы было принято законодательство о локализации производства. И несмотря на то, что в 1994 году данные меры были отменены (в связи с началом создания единого европейского рынка), локализация производства увеличилась с 10 до 95%. В результате сегодня порядка трети экспорта Норвегии приходится на технологии и оборудование для нефтегазовых шельфовых проектов, а норвежские компании стали лидерами на мировом рынке подводного и бурового оборудования, плавучих систем нефтедобычи, хранения, отгрузки и услуг по обслуживанию.

Таким образом, позаимствовав опыт у иностранных инвесторов, грамотно используя финансовые ресурсы, в очень короткие сроки была создана эффективная промышленность. Это позволило увеличить нефтеотдачу в целом по норвежскому континентальному шельфу до 50%, а на ряде разрабатываемых месторождениях до 65%.

Что касается модели взаимоотношений между заказчиками и производителями оборудования, то необходима более глубокая интеграция и взаимная заинтересованность в результате. Например, иногда для нефтяных компаний скорость освоения новых месторождений и получения продукции может быть важнее затрат, хотя выбор поставщиков и подрядчиков по-прежнему зачастую осуществляется по минимальной цене, что увеличивает реальные сроки поставки и реализации проектов. Аналогично в добыче: производители погружных насосов предлагают заказчикам не само оборудование, а часы его бесперебойной работы, и таких производителей имеет смысл привлекать еще на этапе проектирования скважины. Подобная взаимная интеграция требует высокого уровня доверия и стратегических отношений между участниками рынка, к которым надо стремиться.

Ред.: Неустойчивая динамика нефтяных цен вынуждает нефтегазовые компании обращать все большее внимание на вопросы оптимизации затрат. Каковы, на ваш взгляд, наиболее эффективные направления такой оптимизации?

А.К.: После обвала цен на нефть инвестиционные программы ведущих мировых мейджеров были скорректированы на 20–45% по сравнению с 2014 годом, в большей степени за счет сектора upstream. При этом текущие стратегии компаний ориентируются на повышение прибыльности за счет активного управления портфелем активов (portfolio high grading), увеличения инвестиций в направления, которые приносят денежные потоки уже сегодня. А вложения в так называемые активы роста, имеющие более высокие риски, сокращаются. Идет интеграция бизнеса, в том числе нефтехимических производств на базе нефтеперерабатывающих.

Восстановление нефтяных цен на уровне выше \$60 за баррель вновь, после двухлетнего перерыва, сделало разведку и добычу прибыльными, пусть и в гораздо меньшем размере, чем четыре года назад. Переработка продолжает генерировать весьма неплохой доход. При этом, исходя из динамики ее объемов и инвестиционной активности, видно, что оптимизация портфеля активов и повышение маржинальности сегмента не останавливаются. В результате ситуация с итоговыми финансовыми результатами уже не выглядит критической. Так, показатель ROACE по ведущим мировым компаниям по итогам 2017 года вернулся в диапазон 6–10%, против 3% в 2016 году.

Восстановление нефтяных цен на уровне выше \$60 за баррель вновь, после двухлетнего перерыва, сделало разведку и добычу прибыльными, пусть и в гораздо меньшем размере, чем четыре года назад

Но, так или иначе, ценой на нефть компании управлять не могут, в отличие от себестоимости. В каждом переделе скрытые резервы оптимизации затрат немного отличаются. Но по факту большинство из них неизменно находится в области снижения непроизводительного времени в производственных процессах, ремонтах, транспорте. Большую роль играют повышение прозрачности и конкуренции в закупках, увеличение оборачиваемости запасов, улучшение качества взаимодействия с подрядчиками, приведение штатной численности к реальной загрузке (или хотя бы нормативной), рост скорости реализации проектов и снижение объемов незавершенного строительства.

Есть и своя специфика. Например, в нефтегазовой рознице ключевой драйвер роста лежит в дополнительной выручке от продажи сопутствующих товаров и услуг – в значительно большей степени, чем затраты на персонал, ремонты и энергообеспечение, вопреки кажущейся значительности этих статей затрат в финансовой отчетности.

С другой стороны, в этом и заключается, возможно, одно из основных преимуществ нефтегазовой отрасли. Несмотря на высокую степень вертикальной интеграции большинства компаний, бизнес-модели в добыче, транспортировке, переработке и сбыте сильно различаются. И даже работая в одной компании, всегда есть возможность попробовать что-то новое. Если, конечно, есть желание. **AI**