

Анализ эффективности технико-экономического моделирования на этапе предпроектной оценки капитальных вложений в нефтегазовой отрасли

Pre-FEED CAPEX evaluation in oil&gas upstream: analyzing effectiveness of integrated technical and economic modelling approach

S.V. Chizhikov¹, E.A. Dubovitskaya¹
¹Ingenix Group LLC, RF, Moscow

E-mail: info@ingenix-group.ru

Keywords: cost engineering, integrated technical and economic modelling, pre-FEED cost evaluation, capital expenditures (CAPEX), cost models, cost database

The overall industry trends force companies into toughening their requirements to accuracy and validity of estimations at the stage of conceptual design. As a rule, the estimation involves application of aggregate per unit indicators which do not achieve the required result. A lack of scalable estimations, technical flexibility, as well as high estimation sensitivity to the involved similar facilities demands a review of the standard approaches and application of combined solutions. As an alternative to aggregate per unit indicators the authors propose a comprehensive application of cost data bases of modular comparable facilities (for on-site facilities), and parametric cost models (for linear objects). Due to standardized classification and ability to determine detailed per unit indicators a data base is flexible and adapted to cost modelling for new facilities. Cost models allow to numerically express dependence between the key factors affecting the costs.

This paper gives criteria for developing successful comprehensive expenditure estimation models, tools available to improve the estimation accuracy, and describes a practical case where the proposed method was used. The analysis of differences between initial estimates on the basis of aggregate per unit indicators and results of estimation where the proposed method was applied that the authors conducted allowed, on the basis of available actual construction cost figures, to conclude that a comprehensive approach is efficient. Efficiency was assessed through not only enhanced accuracy, but also the speed of capital expenditure estimation. Thus, an integrated technical and economic upstream CAPEX modelling at a pre-FEED stage allows: 1) to adjust the estimation to the peculiarities of each particular project; 2) to analyze the impact of the estimation and cost parameters for certain facilities at the level of technological blocks; 3) to increase the accuracy of the project estimation and benchmarking, as well as reduce the investment decision risks even with no full input data for technical characteristics of construction facility.

Общие закономерности развития нефтегазовой отрасли вынуждают российские нефтегазовые компании ужесточать требования к точности и скорости оценки капитальных вложений на этапе концептуального проектирования, т.е. еще при выборе цели инвестиций, до принятия решения о вхождении в проект или начале активной инвестиционной фазы. Традиционно такая оценка проводится на основе применения укрупненных удельных показателей (УУП) стоимости в расчете на базовые технические характеристики объектов строительства (протяженность, мощность и др.), однако они уже не обеспечивают достижение необходимого результата. Отсутствие масштабируемости оценок, технической гибкости, а также высокая чувствительность результатов оценки к используемым объектам-аналогам требовали пересмотра стандартных подходов к оценке и применения комплексных решений (табл. 1).

С.В. Чижиков¹,
 Е.А. Дубовицкая¹

¹ООО «Индженикс Групп»

Адрес для связи: info@ingenix-group.ru

Ключевые слова: стоимостной инжиниринг, технико-экономическое моделирование, предпроектная оценка затрат, капитальные вложения, стоимостные модели, база данных о затратах

DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-10-16

Таблица 1

Тенденция развития нефтегазовой отрасли	Недостаток существующей системы оценки	Новые требования к оценке
Снижение масштабов инвестиционных проектов	Высокий диапазон погрешности. При небольшом масштабе месторождения актив может оказаться в нерентабельной зоне	Повышение точности оценки для принятия инвестиционного решения
Переход к разработке ранее не освоенных коллекторов, а также месторождений с трудноизвлекаемыми запасами	Невозможность прогнозирования объемов и эффективности инвестиций при большой неопределенности	Связь технических и стоимостных характеристик при оценке
Пересмотр планов разработки и реинжиниринг длительно разрабатываемых (зрелых) месторождений	Данные по предыдущей разработке/обустройству не могут быть перенесены на новые объекты и использованы для моделирования	Масштабируемость, гибкость, итерационность оценки



Рис. 1. Основные элементы системы стоимостного инжиниринга

Кроме того, высокоуровневая оценка по удельным показателям чувствительна к объектам-аналогам и не обеспечивает сравнимость оценок на разных этапах принятия решений вследствие невозможности декомпозиции расчета. В дальнейшем при подготовке проектно-сметной документации (ПСД) по проекту нельзя будет оценить основные факторы, повлиявшие на изменение стоимости. Система оценки по УУП не позволяет извлечь уроки исходя из текущего опыта, чтобы применить его в будущем и повысить точность оценок.

Недостатки традиционной системы оценки капитальных вложений на ранних этапах реализации проектов в последние годы все активнее заставляют российские нефтегазовые компании искать альтернативные способы и разрабатывать собственные методики и инструменты. Все предлагаемые компаниями варианты систем стоимостного инжиниринга (например, рассмотренные в работе [1]) включают следующие основные элементы: базу данных (БД) типовых объектов (накопленную базу знаний о стоимости объектов), расчетные методики по наилучшему использованию накопленной информации и цифровую среду для хранения данных и проведения оценок (рис. 1).

Требования к формированию БД характеризуются значительным разнообразием, связанным с исторически обособленным развитием систем стоимостного инжиниринга в каждой крупной российской вертикально интегрированной нефтегазовой компании. Однако можно сформулировать также универсальные требования, которым должна соответствовать БД стоимостей объектов-аналогов.

1. Наличие типовых (шаблонных, эталонных) объектов нефтегазового строительства. Для каждого типа объектов должен быть разработан свой классификатор, который обеспечит быстрый поиск объектов для оценки.

2. Декомпозиция до уровня технологических блоков (минимум) и детализация по видам затрат (строительно-монтажные работы, оборудование, прочие работы и затраты). Подход позволяет моделировать стоимость объекта для того, чтобы максимально приблизить его

по техническим характеристикам к модельному объекту.

3. Связь между стоимостными и техническими параметрами. Для каждого типа объектов должны быть разработаны наборы подробных технических характеристик, учитывающих геологические, технологические и региональные особенности нефтегазовых проектов.

По мнению авторов, особенностью успешного функционирования структурированной БД по затратам является также совместимость структуры затрат со сметной структурой затрат, что впоследствии обеспечит сравнимость результатов предпроектной оценки и оценки на этапе формирования ПСД.

Эффективная БД должна предоставлять пользователям возможность:

- создавать удобный и гибкий механизм поиска объектов-аналогов;
- разрабатывать методики для моделирования стоимости объектов в отношении созданной БД, в том числе методики для корректного изменения технических параметров, пересчета удельных физических и стоимостных характеристик, пересчета в цены текущего года;
- автоматизировать поиск и фильтрацию данных об объектах в БД, а также расчетные модули, т.е. создать инструмент стоимостного моделирования.

Развитие систем стоимостного инжиниринга в последние годы привело к тому, что в настоящее время для предпроектной оценки используются три основные методики определения стоимости строительства объектов.

1. Оценка по УУП. Применяется укрупненный удельный показатель в зависимости от технической характеристики (протяженности линейных объектов, мощности/энергопотребления площадных основных и вспомогательных производственных объектов).

2. Оценка по типовым объектам-аналогам. Требует наличия структурированной БД типовых объектов, наличия детальной разбивки стоимости объекта в базе и возможности ее изменения.

3. Оценка по стоимостным моделям. Типовой объект-аналог разбивается до низкоуровневых объемных и стоимостных характеристик, зависящих от десятка введенных технических параметров моделируемого объекта.

В данной работе авторы, учитывая важность вышеперечисленных требований к БД, акцентируют внимание на сравнении эффективности методик оценки. Проведенный анализ, а также исследованные и примененные авторами на практике возможности улучшения и «тонкой настройки» методик оценки по типовым объектам-аналогам и параметрическим стоимостным моделям показывают преимущество комбинированного применения этих методик по сравнению с методикой оценки по УУП (табл. 2).

Таблица 2

Объекты оценки	Метод оценки		
	по УУП	по объектам-аналогам	по стоимостной модели
Трубопровод	-	-	+
Кустовая площадка	-	+, -	+
Установка подготовки нефти	+, -	+	-
Энергоцентр	+, -	+	-

Технико-экономическое моделирование

Под технико-экономическим моделированием (ТЭМ) авторы понимают оценку стоимости объекта капитального строительства на основе структурированной БД стоимостей типовых объектов-аналогов, а также параметрических стоимостных моделей в зависимости от технических характеристик модельного объекта. Оценка проводится в единой программной среде с применением набора инструментов донастройки расчета с учетом индивидуальных особенностей моделируемого объекта.

Можно выделить две группы объектов капитального строительства, для которых, по мнению авторов, должны различаться подходы к выбору инструмента ТЭМ.

1. Площадные объекты. К ним можно отнести, в частности, площадки кустов скважин (ПКС), объекты основного производства (установки подготовки нефти или дожимные насосные станции для нефтяных месторождений, установки комплексной подготовки газа и компрессорные станции – для газовых месторождений и др.), а также вспомогательные объекты (вахтовые жилищные комплексы, административно-бытовые комплексы и др.).

2. Линейные объекты. К ним относятся трубопроводы (промысловые и внешнего транспорта), автодороги, линии электропередачи, а также скважины.

Создание параметрических стоимостных моделей для площадных объектов является сложной задачей из-за большого числа не линейно влияющих параметров. Наиболее целесообразным представляется использование типизированных объектов-аналогов соответствующей мощности с возможностью их редактирования. Для типизированных объектов в БД должна существовать подробная расшифровка до уровня состава технологических блоков и списка оборудования [2]. Взаимосвязь уровней БД, стоимостных и физических показателей объекта будет представлять собой «гибкую» модель, которая дает возможность учитывать изменения на уровне технологических блоков [3].

При необходимости такая гибкая модель позволит или удалить ненужные технологические блоки, или перенести из других объектов технологические блоки нужной мощности. К другим доступным функциям такого подхода относится возможность пересчитать стоимость технологического блока, изменив объем работ (отсыпка в м³) или удельную стоимость (тыс. руб/м³ отсыпки), а также возможность изменить состав оборудования или скорректировать его стоимость. При этом гибкая модель будет сохранять все взаимосвязи исходной модели, обеспечивать возможность сравнения с другими объектами, пересчета в цены другого года или региона, корректного расчета прочих затрат. По мере получения более подробной технической информации гибкие модели (или система

модульных объектов-аналогов) можно корректировать, максимально приближая их по характеристикам к модельному объекту.

Стоимость линейных объектов значительно зависит от их протяженности, поэтому, на первый взгляд, такие объекты являются более простыми для моделирования. Однако даже для корректной оценки стоимости достаточно простого с точки зрения моделирования сооружения, как автомобильная дорога, необходимо учесть как минимум три типа условий прокладки (болота, нормальные грунты, многолетнемерзлые грунты), а также 18 влияющих на расчет параметров самой дороги. Важно соблюсти баланс между точностью оценки и числом задаваемых параметров: если их слишком много, то модель будет неудобной для использования.

При построении параметрической модели применяется принцип многоуровневости. Например, для дороги существует набор из пяти верхнеуровневых влияющих параметров, и дополнительный набор параметров, значительно расширяющий возможности настройки точности моделирования, который пользователь может применять, если имеются уточняющие данные об объекте. На начальном этапе большинство параметров можно принять по умолчанию, так как информации по объекту еще нет. Если объект оценивается на более позднем этапе, то пользователь может вносить дополнительные параметры.

Практические примеры использования различных подходов к оценке стоимости объектов

Пример № 1. Показано, как соотносятся результаты оценки стоимости площадного объекта ПКС по модульным объектам-аналогам (гибким моделям) и УУП.

Использовались следующие входные данные.

1. Фактические данные – фактические затраты на строительство четырех ПКС в ХМАО – Югре. На них было расположено от 5 до 24 скважин, сравнивались удельные показатели стоимости ПКС на скважину – в качестве нормализующего фактора.

2. Объект-аналог. На основе характеристик по числу скважин были подобраны ближайшие объекты-аналоги и стоимость пересчитана в цены текущего года.

3. УУП на основе фактических данных. По всем кустам были рассчитаны удельная стоимость строительства скважины, средняя удельная стоимость строительства скважин на всех четырех кустах. На основании УУП смоделирована стоимость кустов:

- по средней удельной стоимости на скважину для кустов 1–4;

- по удельной стоимости строительства на скважину для каждого из четырех кустов.

Пример показывает разницу между средними отклонениями (по модулю) по всем четырем ПКС в случае, если они будут смоделированы при помощи гибких моделей либо если за основу будет принято среднее значение стоимости по всем четырем объектам или стоимость каждого построенного объекта (табл. 3). Из табл. 3 видно, что среднее отклонение по модулю при расчете с использованием модульного объекта-аналога для площадного объекта минимально.

Таблица 3

Показатели	ПКС 1	ПКС 2	ПКС 3	ПКС 4	Среднее отклонение (по модулю)
Фактическая стоимость, тыс. руб./скв.	118 614	138 869	98 942	261 275	
Стоимость, оцененная на основе базы данных модульных объектов-аналогов, тыс. руб./скв.	91 587	129 033	119 175	244 154	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./скв. (относительное, %)	-27 027 (-23)	-9 836 (-7)	20 233 (20)	-17 121 (-14)	18 554 (16)
Стоимость, оцененная на основе удельного среднего фактического значения на скважину, тыс. руб./скв.	56 074	78 504	78 504	269 157	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./скв. (относительное, %)	-62 540 (-53)	-60 365 (-43)	-20 438 (-21)	7 882 (3)	37 806 (30)
Стоимость на основе УУП по ПКС 1, тыс. руб./скв.	118 614	166 060	166 060	569 347	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./скв. (относительное, %)	0 (0)	27 191 (0)	67 118 (68)	308 072 (311)	100 595 (95)
Стоимость на основе УУП по ПКС 2, тыс. руб./скв.	99 192	138 869	138 869	476 122	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./скв. (относительное, %)	-19 422 (-20)	0 (0)	39 927 (40)	214 847 (217)	68 549 (69)
Оценка на основе УУП по ПКС 3 тыс. руб./скв.	70 673	98 942	98 942	339 230	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./скв. (относительное, %)	-47 941 (-48)	-39 927 (-29)	0 (0)	77 955 (79)	41 456 (39)
Оценка на основе УУП по ПКС 4 тыс. руб./скв.	54 432	76 205	76 205	261 275	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./скв. (относительное, %)	-64 182 (-54)	-62 664 (-45)	-22 737 (-23)	0 (0)	37 396 (31)
Число скважин на ПКС, из них:	5	7	7	24	
добывающих	3	7	6	12	
нагнетательных	2	0	1	12	
Средняя стоимость ПКС в расчете на скважину, тыс. руб./скв.	23 723	19 838	14 135	10 886	11 215

Пример № 2. Показано, как соотносятся результаты оценки стоимости линейного объекта – нефтесборного трубопровода (трубопровода) по параметрической стоимостной модели и УУП.

Использовались следующие входные данные.

1. Фактические данные. Из имеющейся БД фактически построенных объектов были выбраны четыре объ-

екта одной классификации и в одном регионе: трубопроводы диаметром 219 мм в ХМАО – Югре. Протяженность построенных трубопроводов изменяется от 2,7 до 17,7 км, поэтому для корректного сравнения оценок были приведены удельные показатели стоимости на 1 км. В табл. 4 трубопроводы расположены в порядке увеличения протяженности.

Таблица 4

Показатели	Трубопровод				Среднее отклонение (по модулю)
	1	2	3	4	
Протяженность, км	2,7	11,5	12,6	17,7	
Фактическая стоимость, тыс. руб./км	11 170	13 637	14 898	38 715	
Стоимость, оцененная по стоимостной модели, тыс. руб./км	18 448	14 935	14 528	13 752	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./км (относительное, %)	7 278 (65)	1 298 (3)	-371 (-2)	-24 962 (-64)	8 477 (34)
Стоимость на основе УУП для трубопроводов 1-4, тыс. руб./км	19 605	19 605	19 605	19 605	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./км (относительное, %)	8 435 (76)	5 968 (44)	4 707 (32)	-19 110 (49)	9 555 (50)
Стоимость на основе УУП для трубопровода 1, тыс. руб./км	11 170	11 170	11 170	11 170	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./км (относительное, %)	0 (0)	-2 467 (-17)	-3 728 (-25)	-27 545 (185)	11 247 (75)
Стоимость на основе УУП для трубопровода 2, тыс. руб./км	13 637	13 637	13 637	13 637	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./км (относительное, %)	2 467 (17)	0 (0)	-1 262 (-8)	-25 078 (-168)	9 602 (64)
Стоимость на основе УУП для трубопровода 3, тыс. руб./км	14 898	14 898	14 898	14 898	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./км (относительное, %)	3 728 (33)	1 262 (8)	0 (0)	-23 816 (-160)	9 602 (67)
Стоимость на основе УУП для трубопровода 4, тыс. руб./км	38 715	38 715	38 715	38 715	
Отклонение абсолютное, тыс. руб./км (относительное, %)	27 545 (247)	25 078 (225)	23 816 (160)	0 (0)	25 479 (210)

2. Стоимостная модель. Для выбранных фактических объектов с учетом их технических характеристик были получены оценки с использованием разработанной стоимостной модели трубопроводов и рассчитаны удельные показатели на 1 км. При моделировании учитывались только основные технические характеристики трубопроводов: классификатор, протяженность, диаметр. Остальные параметры были оставлены без изменений (являются типовыми техническими решениями).

3. УУП на основе фактических данных. Была рассчитана средняя удельная стоимость на 1 км для четырех фактических объектов. В дальнейшем стоимость трубопроводов была оценена в первом варианте исходя из удельной стоимости для четырех трубопроводов, а в последующих вариантах исходя из удельной стоимости каждого трубопровода (как будто имеется один фактический объект-аналог, и его стоимость экстраполируется на другие объекты).

Пример показывает разницу между средними отклонениями (взятыми по модулю) по всем четырем трубопроводам, если они будут смоделированы с применением параметрической стоимостной модели или за основу будет принято среднее значение по четырем объектам либо для образца будет использован один из построенных объектов (см. табл. 4). Из табл. 4 видно, что среднее отклонение по модулю при расчете по стоимостной модели для линейного объекта минимально. При этом важно отметить, что оценка с помощью стоимостной модели показывает правильный тренд: удельная стоимость трубопровода снижается с ростом его протяженности (рис. 2).

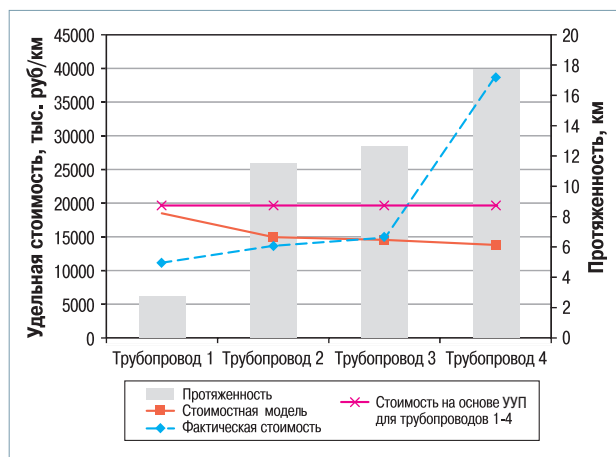


Рис. 2. Сопоставление фактических данных и оценок на основе стоимостной модели на примере трубопроводов

Это объясняется тем, что лишь часть стоимости изменяется линейно в зависимости от протяженности, некоторые элементы (задвиги, площадки СОД и др.) имеют другие нормативы (1 ед. на участок, 1 ед. на определенное число километров и др.).

В то же время фактические данные на основе четырех конкретных трубопроводов показывают противоположный тренд, при этом максимальное расхождение наблюдается при минимальном и максимальном значениях протяженности. На практике это часто встречающаяся ситуация, когда фактическая стоимость построенного объекта включает дополнительные затраты

на реализацию уникальных технических решений, характерных только для данного объекта. Таким образом, применение удельных показателей на уровне объекта неэффективно: нельзя исключить все его особенности, чтобы показать корректный тренд, из-за этого средние оценки могут существенно исказиться.

Остается вариант, в котором можно использовать фактически построенный объект и, если он достаточно подробно расшифрован, вручную исключить затраты, связанные с реализацией всех нетиповых решений, на что потребуются значительно больше времени, чем при расчете по проработанной стоимостной модели для типовой технологии, которая является частью систематизированной БД. Особенно это актуально для линейных объектов, где полные объекты-аналоги практически не встречаются, так как нет трубопроводов или дорог одинаковой длины, проходящих по абсолютно аналогичному ландшафту.

Возможности повышения точности оценки («тонкой настройки») стоимости объектов при ТЭМ

Точность оценки стоимости объекта значительно зависит от входных технических параметров. Соответственно при их уточнении точность оценки возрастает. Важно, что это возможно лишь при эффективно настроенной «гибко» или полноценной стоимостной модели (рис. 3).

При моделировании стоимости линейных объектов (особенно трубопроводов) большую роль играют параметры, связанные с расположением таких объектов на местности. Например, точную протяженность линейного объекта, рельеф местности, особенности местности (прокладка трубопровода в нормальных грунтах или на болотах, требуется или нет расчистка от леса) можно узнать с помощью картографической основы. Чем точнее карта и больше возможности программного обеспечения по ее применению, тем более точно определяется стоимость линейного объекта. Параметры, которые зависят от картографических данных для различных типов объектов, приведены ниже.

Трубопроводы:

- 1) протяженность трубопроводов, км;
- 2) протяженность в нормальных грунтах, %;
- 3) протяженность на болотах, %;
- 4) расчистка трассы (мелколесье), %;
- 5) расчистка трассы (лес), %;
- 6) число пересеченных преград ж/д путей;
- 7) протяженность преград ж/д путей (в зависимости от их числа), м;
- 8) число пересеченных преград автодорог;
- 9) протяженность преград автодорог, м;
- 10) число водных преград (учитываются преграды более 75 м);
- 11) протяженность водных преград (учитываются преграды более 75 м), м.

Автодороги:

- 1) протяженность автодороги, км;
- 2) протяженность в нормальных грунтах, км;
- 3) протяженность на болотах, %;
- 4) расчистка трассы (мелколесье), %;

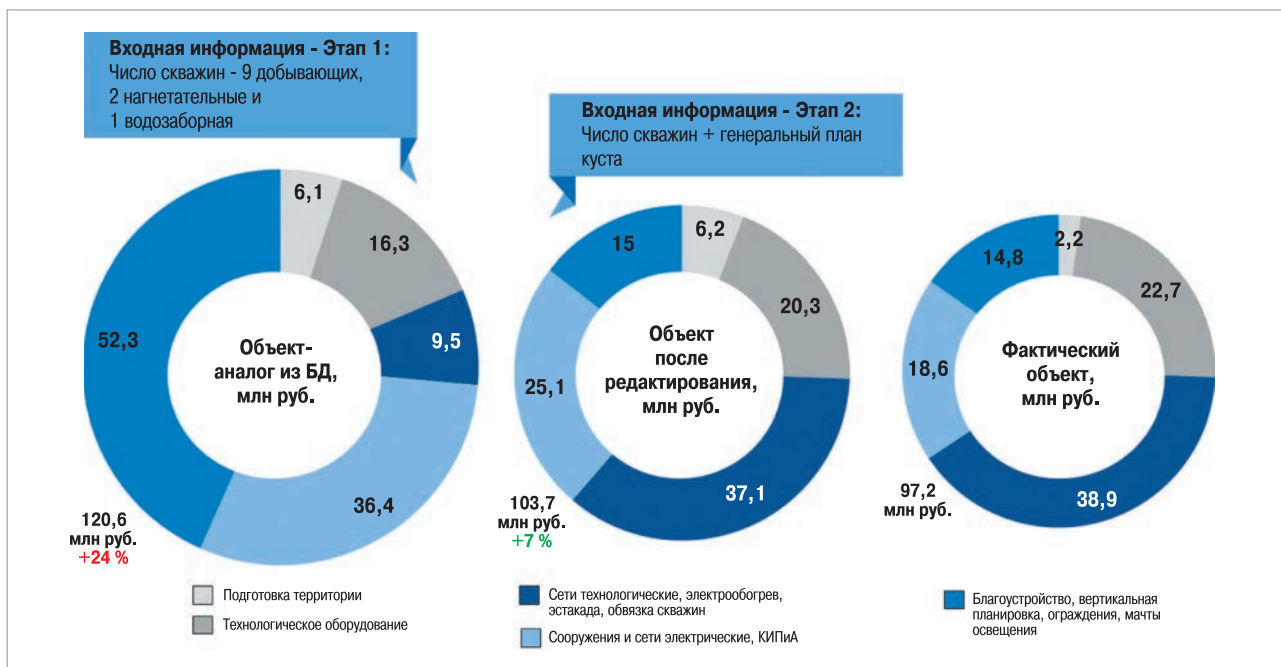


Рис. 3. Повышение точности оценки стоимости ПКС при вводе уточняющей информации о технических параметрах объекта

5) расчистка трассы (лес), %.

Линии электропередачи:

- 1) протяженность линии, км;
- 2) число поворотов более 10°;
- 3) расчистка трассы (мелколесье), %;
- 4) расчистка трассы (лес), %.

Функционал, учитывающий реальную топографию участка, позволяет быстро сопоставить несколько вариантов, что особенно важно на этапе концептуаль-

ного проектирования. На примере прокладки трассы трубопровода (рис. 4) видно, что вариант прокладки трассы меньшей протяженности (14,75 км) является более дорогостоящим, чем трассы большей протяженности (17,2 км), за счет пересечения более сложных участков: заболоченной и лесистой местностей, водной преграды и двух автодорог.

Таким образом, выполнив несколько вариантов моделирования и сравнив объекты, уже на этапе концеп-

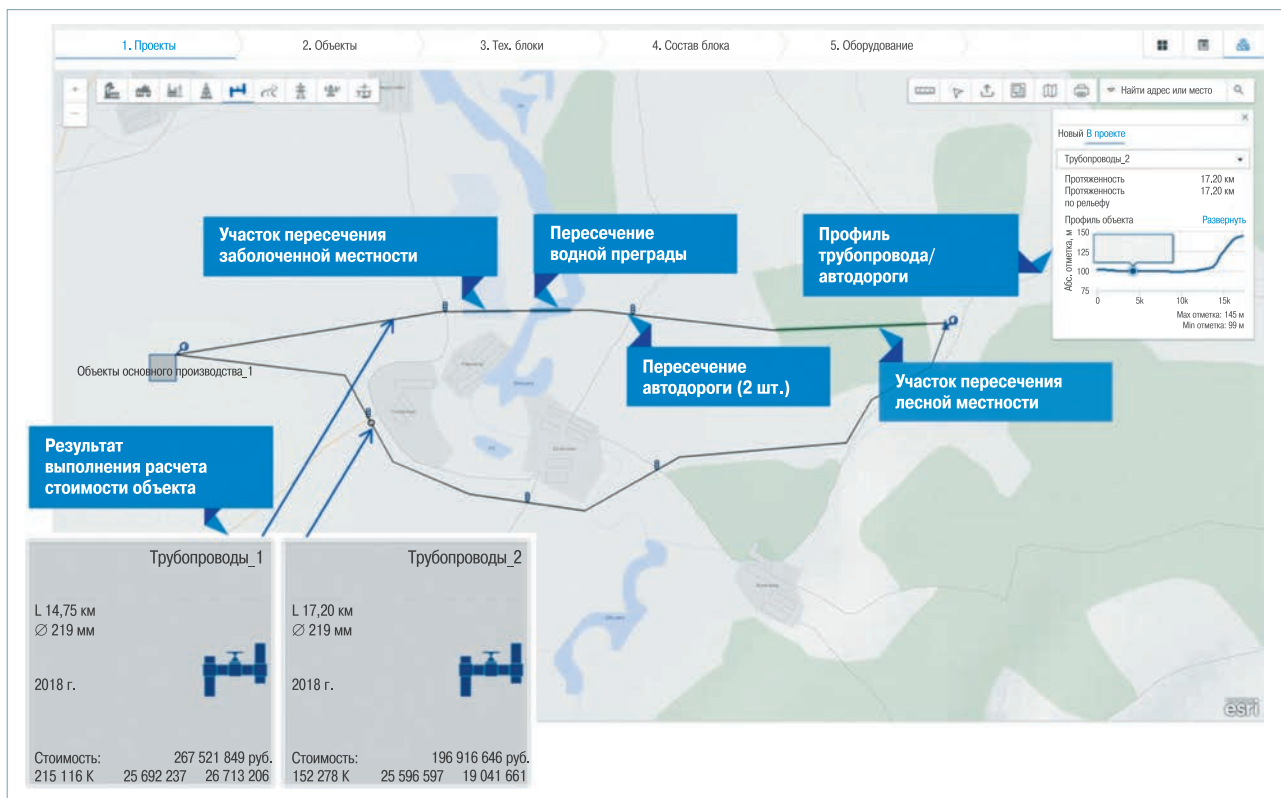


Рис. 4. Сравнение альтернативных вариантов трубопровода с учетом влияния топографии

туального проектирования можно выбрать оптимальное расположение линейных объектов с учетом топографии местности, что не только повысит точность оценки затрат, но более корректно позволит опеределить эффективность проекта в целом. Автоматизация инструментов ТЭМ позволяет дополнить и расширить возможности методик ТЭМ путем использования накопленного опыта, встроенных баз региональных индексов и картографических данных.

Выводы

1. Проведенный анализ расхождений между первоначальными оценками стоимости с помощью УУП и оценки с применением методов ТЭМ на основе объектов-аналогов («гибких» моделей) и параметрических стоимостных моделей позволил, зная фактические данные о стоимости строительства, сделать заключение об эффективности предложенного авторами ТЭМ.

2. Эффективность оценивалась по повышению не только точности, но и скорости оценки капитальных вложений. Использованная БД модульных объектов-аналогов дала возможность смоделировать стоимость новых объектов, в том числе с учетом изменений в зависимости от года и региона, стоимости транспортировки оборудования. Автоматизированные параметрические модели обеспечили получение качественно новых результатов при планировании стоимости строительства линейных объектов.

3. Новизна работы заключается в том, что на практических примерах впервые обосновано преимущество комплексного применения параметрических стоимостных моделей и объектов-аналогов по сравнению с использованием укрупненных удельных показателей для оценки капитальных вложений на предпроектном этапе. Комплексное применение стоимостных расчетных моделей и модульных объектов-аналогов для оценки стоимости строительства скважин и объектов нефтегазовой отрасли на предпроектном этапе позволяет:

- адаптировать оценку к особенностям каждого конкретного проекта и объекта;
- проанализировать влияние параметров оценки и стоимости отдельных объектов на уровне технологических блоков;
- повысить точность оценки и бенчмаркетинга проектов, а также снизить риски инвестиционных решений даже при отсутствии полных исходных данных о технических характеристиках объектов строительства;
- провести оценку в формате, который позволит сравнить результаты оценки на следующем этапе проектирования и сделать прогнозы для получения будущих оценок.

Список литературы

1. *Бозиева И.А., Зиннатуллин Д.Ф.* Аспекты создания корпоративной информационной системы формирования стоимости объектов строительства и обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 114–117.
2. *Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Пашченко А.Д.* Проблемы оценки затрат на строительство нефтегазовых объектов в России и пути их решения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 92–95.
3. *Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Ткаченко М.А.* Стоимостное моделирование: инструмент учета изменений // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 64–68. <http://dx.doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-64-68>.
4. *Опыт реализации базы капитальных вложений по объектам строительства наземной инфраструктуры нефтяных месторождений в ПАО АНК «Башнефть» / А.Р. Атнагулов, Р.Д. Рахмангулов, П.В. Виноградов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 98–101.*
5. *Цифровой концептуальный инжиниринг: автоматизация размещения объектов обустройства / Р.А. Панов, А.Ф. Можчи́ль, Д.Е. Дмитриев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 72–75. <http://dx.doi.org/10.24887/0028-2448-2018-12-72-75>.*
6. *Стоимостной инжиниринг в бурении: создание прототипа программного комплекса по оценке стоимости скважины и его возможности / И.Ф. Рустамов, А.О. Соболев, Г.В. Созоненко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 24–27.*
7. *Повышение точности оценки капитальных вложений на ранних стадиях реализации проектов / М.М. Хасанов, Д.А. Сугаипов, А.В. Жагрин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – № 12. – С. 22–27.*
8. *Стоимостной инжиниринг в ПАО «Газпром нефть»: текущая ситуация и перспективы развития / М.М. Хасанов, Ю.В. Максимов, О.О. Скудальдарь // Нефтяное хозяйство. – № 12. – С. 30–33.*
9. *Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А.* Новый подход к оценке и управлению стоимостью нефтегазовых проектов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 98–101.

References

1. *Bozieva I.A., Zinnatullin D.F., Aspects of corporate information system development to generate the costs of construction facilities and oil and gas fields infrastructure development (In Russ.), Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2016, no. 2, pp. 114–117.*
2. *Chizhikov S.V., Dubovitskaya E.A., Pashchenko A.D., Problems and proposed solutions for oil and gas projects cost estimation in Russia (In Russ.), Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2013, no. 9, pp. 92–95.*
3. *Chizhikov S.V., Dubovitskaya E.A., Tkachenko M.A., Costs modeling: Support point in a changing world (In Russ.), Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2017, no. 10, pp. 64–68, <http://dx.doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-64-68>.*
4. *Atnagulov A.R., Rakhmangulov R.D., Vinogradov P.V., Kireev G.A., Gzbrekht D.Yu., Developing CAPEX database for oil field surface facilities construction at Bashneft PJSC (In Russ.), Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2015, no.8, pp. 98–101.*
5. *Panov R.A., Mozhchil' A.F., Dmitriev D.E. et al., Digital conceptual engineering: automatization of facilities allocation (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2018, no. 12, pp. 72–75, <http://dx.doi.org/10.24887/0028-2448-2018-12-72-75>.*
6. *Rustamov I.F., Sobolev A.O., Sozonenko G.V. et al., Developing software prototype for well cost estimation and its ability (In Russ.), Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2016, no. 12. – С. 24–27.*
7. *Khasanov M.M., Sugaipov D.A., Zhagrin A.V. et al., Improvement of CAPEX estimation accuracy during early project stages (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 12, pp. 22–27.*
8. *Khasanov M.M., Sugaipov D.A., Maksimov Yu.V. et al., Cost engineering in Gazprom Neft PJSC: current situation and future development (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 12, pp. 30–33.*
9. *Chizhikov S.V., Dubovitskaya E.A., A new approach to the assessment and management of oil and gas projects cost (In Russ.), Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2012, no. 9, pp. 98–101.*