

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

И.А. Пономарева
Н.А. Еремин Ю.Г. Богаткина

ЭКОНОМИКО-МЕТОДИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



МОСКВА НАУКА
2010

Рецензенты:

доктор экономических наук *А.Ф. Андреев*,
кандидат экономических наук *А.В. Лындин*

Пономарева И.А.

Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений / И.А. Пономарева, Н.А. Еремин, Ю.Г. Богаткина ; Ин-т проблем нефти и газа РАН. – М. : Наука, 2010. – 112 с. – ISBN 978-5-02-036975-7.

Из-за ухудшения качества ресурсов и запасов углеводородного сырья и недостаточной степени изученности научно-методических и практических аспектов деятельности предприятий отрасли в условиях рыночной экономики назрела необходимость в создании качественно новой информационно-теоретической основы проектирования. В монографии рассмотрена нормативная база экономико-методического моделирования, отражающая результаты внедрения новых технико-технологических и экономических решений, реализуемых при формировании стратегии добычи нефти и газа, и выступающая в качестве связующего звена между геолого-технологическими параметрами вариантов по стадиям проектирования и их экономической оценкой.

Для экономистов, специалистов, работающих в сфере нефте- и газодобычи, студентов и аспирантов соответствующих специальностей.

ISBN 978-5-02-036975-7

© Институт проблем нефти и газа РАН, 2010
© Пономарева И.А., Еремин Н.А.,
Богаткина Ю.Г., 2010
© Редакционно-издательское оформление.
Издательство «Наука», 2010

Введение

Дальнейшее устойчивое развитие нефтегазодобывающей отрасли является необходимым условием стабилизации и роста российской экономики. Из стратегии развития нефтегазового комплекса до 2020 г. следует, что сохранение уровней добычи нефти и высоких цен на нефть и нефтепродукты в настоящее время и в ближайшие 10 лет является первостепенным экономическим ориентиром, исходя из которого строится бюджет страны. Прогноз развития нефтяной промышленности во многом будет определяться разработкой и реализацией научно-методической и нормативно-налоговой основы экономико-математического моделирования, повышающей качество проектных многовариантных расчетов и выбор оптимальных решений для повышения коэффициентов нефтеотдачи.

В условиях объективной невосполнимости углеводородного сырья, при недостаточной изученности практических аспектов оценки финансово-хозяйственной деятельности нефтегазовых предприятий наряду с дальнейшим совершенствованием методологических основ появилась необходимость в создании качественной нормативной исходной базы для экономических расчетов по вариантам и новым методам разработки месторождений.

Основные положения экономических исследований основаны на том, что чем детальнее и подробнее показатели информационной базы будут отражать конкретные количественные и качественные особенности вариантов разработки в естественных природно-геологических условиях освоения месторождений и чем полнее будут соответствовать взаимовыгодным государственно-коммерческим интересам, тем совершеннее они будут.

Геолого-технологическая информационная база и удельные затраты в многостадийном проектировании должны отражать результаты внедрения научно-исследовательских, геолого-технологических и технико-экономических решений, реализуемых в технико-экономических обоснованиях (ТЭО), в технологических схемах и проектах разработки месторождений. В автоматизированной системе экономико-математического моделирования

проектирования разработки месторождений они выступают в качестве связующего звена между технологическими параметрами вариантов и их комплексной экономической оценкой.

Особенностью дальнейшего развития добычи углеводородов является закономерное объективное ухудшение горно-геологических условий освоения запасов, их качества, а также условий добычи и соответственно рост удорожающих факторов разработки месторождений. Все это должно найти отражение в исходной технико-экономической и нормативной информации по стадиям проектирования разработки месторождений в инвестиционных проектах при современном уровне техники и технологии добычи, действующих ценах и налогах.

Для решения указанной проблемы в данной монографии рассмотрены предпосылки создания научно-методической основы обоснования нормативов удельных затрат для составления инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений. Основное внимание уделено геолого-экономической и нормативно-налоговой комплексной оценке ресурсов и запасов с целью повышения нефтеотдачи на базе рентной теории на стадиях поисков, разведки и разработки месторождений.

Разработаны принципы и методы формирования нормативов удельных капитальных и эксплуатационных затрат и их моделирование, которое является логическим продолжением созданной комплексной методологии оценки месторождений углеводородного сырья.

Изложены основные особенности определения нормативной стоимости строительства объектов нефтегазодобычи месторождений на шельфе с учетом затрат непроизводственного назначения. Дана альтернативная методика организации информационного нормативного банка данных и результаты его применения по российским и зарубежным месторождениям при составлении проектов разработки.

Книга рекомендуется в основном специалистам нефтяной и газовой промышленности, сотрудникам научных и проектных институтов при составлении инвестиционных проектных документов технико-экономического обоснования вариантов разработки, может быть использована при проведении экспертных оценок по нефтяным и нефтегазовым месторождениям.

1. Предпосылки создания научно-методической основы обоснования нормативов удельных капитальных и эксплуатационных затрат при проектировании разработки месторождений

Современный этап развития экономики в России характеризуется не только масштабностью, высокими темпами роста, усложнением межотраслевых и территориальных производственных связей, ускорением научно-технического прогресса, но и усилением роли экономики во всех звеньях народного хозяйства, требующих создания прогрессивной нормативной базы для повышения эффективности нефтегазодобывающего производства и качества научной обоснованности проектирования разработки месторождений с использованием экономико-методического моделирования.

Теоретической основой применения математического аппарата в экономической науке служит учение о неразрывном единстве количественных и качественных форм проявления производственных отношений и производительных сил общественного производства.

Количественное и качественное проявление объективных законов развития и наличие между ними функциональных связей, являющихся основными понятиями математики, позволяет создавать математическую модель в качестве связующего звена между существующими закономерными зависимостями производственного процесса с экономическими нормативами и их практическим применением в многостадийных проектах. Развитием этих положений является описание условия функционирования отраслевой производственной системы, отражающей прием методического и нормативно-налогового решения локальной модели – месторождения.

Разработкой и совершенствованием нормативной основы с учетом отраслевых особенностей нефтегазодобывающего производства и задач, стоящих перед проектированием капитальных вложений и эксплуатационных затрат в разработку нефтяных

месторождений, занимались отраслевые институты и в основном головные институты Гипровостокнефть и Гипротюменнефтегаз. Однако в настоящее время в отрасли практически отсутствуют комплексное решение по обоснованию нормативной базы и методика расчета нормативов и норм затрат в системе проектирования разработки месторождений углеводородов [1, 8, 9, 11, 13, 18, 20].

Нормативы и нормы удельных затрат в проектно-плановых расчетах являются носителями внедрения научно-технического прогресса при прогнозировании показателей вариантов разработки в ТЭО кондиций запасов, в технологических схемах и проектах. От того, насколько надежно аргументированы удельные нормативы затрат (как исходная информация для оценки вариантов вместе с геолого-технологическими параметрами), зависят достоверность и обоснованность экономических показателей и выбор оптимальных вариантов разработки месторождений, из которых затем формируется прогноз добычи нефти.

Особую значимость приобретает правильность обоснования прогрессивных нормативов при решении вопросов проектирования разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, так как этот район специфичен не только в силу природно-климатических и горно-геологических условий, но также из-за широкого внедрения новых нетрадиционных технологий разработки многопластовых месторождений, технических решений по добыче нефти, индустриально-блочных методов обустройства и кустового метода строительства скважин, влияющих в итоге на формирование нормативных показателей по вариантам. Кроме того, качественная информация необходима и потому, что долевое участие этого района в отраслевом приросте добычи нефти велико, составляет сейчас 70% и сохранится в перспективе. Особенно с дальнейшим развитием района является закономерное объективное ухудшение горно-геологических условий добычи нефти с ростом влияния удорожающих затрат и факторов ускоренного внедрения научно-технических разработок в производство, призванных способствовать и в некоторой мере компенсировать рост стоимости освоения трудноизвлекаемых запасов и низкодебитных месторождений. В этих условиях, в связи с требованиями времени, назрела практическая потребность пересмотра действующей нормативной базы и разработки комплексного системного подхода к обоснованию удельных затрат и созданию расчетной модели дифференцированного информационного обеспечения для решения конкретных задач проектирования по участкам, сеткам скважин, системам разработки, эксплуатационным объектам и в целом по месторождению.

Известно, что ранее действующий в отрасли нормативный документ содержал только средние удельные показатели по объединению и предприятиям, разработанные на базе анализа и обобщения показателей по отобранным месторождениям, не всегда удачно выбранным. В частности, по предприятиям Ноябрьскнефтегаза и Краснотуркменнефтегаза из-за этого утвержденные нормативные показатели оказались в 2 раза меньше фактических. Средние удельные нормативы затрат предназначены в основном для составления перспективных планов добычи нефти в целом по предприятиям (а не месторождениям, в них входящим) и для разработки основных направлений развития и размещения нефтедобывающей промышленности. Поэтому их средние, укрупненные значения не могут служить надежной информацией для денежной оценки запасов нефти отдельного месторождения и его эксплуатационных объектов при проектировании различных вариантов разработки.

Известно, что подавляющее большинство месторождений Западной Сибири (как разрабатываемых, так и вводимых в освоение) являются многопластовыми, что также должно найти свое отражение в исходных нормативных данных при расчете капитальных вложений по вариантам.

При составлении технологической схемы и проекта решаются вопросы оценки эффективности способов эксплуатации по вариантам разработки месторождения. Однако исходная нормативная информация для этого расчета отсутствует, так как нормативы по направлению затрат в оборудование скважин под эксплуатацию учитываются вместе с нормативом по сбору и транспорту нефти и газа. Это ведет к потере необходимой информации как на стадии проектирования, так и при проведении фактического анализа для оценки способов эксплуатации скважин. Особенно важно выделение этих затрат в самостоятельное направление при закачке газа с целью повышения нефтеотдачи и при оценке компрессорного способа добычи нефти, широко внедряемых на месторождениях Западной Сибири.

Дальнейшее развитие и создание надежного нормативного обеспечения для качественного прогнозирования и проектирования технико-экономических показателей разработки месторождений с учетом многочисленных особенностей освоения месторождений Западной Сибири и современного этапа эксплуатации низкопродуктивных и трудноизвлекаемых запасов является важной комплексной задачей рационального использования природных углеводородных ресурсов [3, 4, 12, 13, 25].

Идентичность цели – комплексная денежная оценка запасов нефти и вариантов разработки месторождения, а также круг ос-

новых задач, из нее вытекающих, решаемых, как в ТЭО кондиций к подсчету запасов нефти, в технологической схеме и проекте разработки (доработки), – создают предпосылки для их составления на единой теоретической, методологической и обоснованной нормативной основе, обеспечивающей практическую реализацию инвестиционного цикла разведка–проектирование разработки–обустройство объектов–добыча (рис. 1).

Для расчета капитальных вложений и эксплуатационных расходов на добычу нефти и газа по вариантам помимо геолого-технологических параметров необходимы нормативы удельных затрат, дифференцированные по сеткам размещения скважин (вариантам) и стадиям проектирования. Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат обосновываются авторами проектов на основании проектно-сметной документации и анализа фактической информации с учетом инфляционных индексов цен, разрабатываемых и утверждаемых Правительством РФ. При привлечении к инвестированию проектов иностранных партнеров нормативы разрабатываются с их участием.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, включающим в себя нормативы затрат в бурение скважин, промысловое обустройство, в оборудование, не входящее в сметы строек, а также в строительство социально-непроизводственных объектов. Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной и фактической стоимости одного метра проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, количества добывающих, нагнетательных и других скважин, вводимых в эксплуатацию из бурения и бездействия.

Принципиальной особенностью расчета норм и цен эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа является то, что они определяются по смете расходов, в основе которой лежат однородные экономические элементы, материальные, энергетические, трудовые, амортизационные отчисления (согласно новому порядку начисления амортизации), отражающие рыночную структуру расходов и налоговые выплаты. Сюда же относятся предпроизводственные расходы, связанные с проведением лицензирования, заключением контрактов, договоров и др.

Технологическая схема разработки нового месторождения по последовательности выполнения работ составляется вслед за ТЭО кондиций к подсчету запасов нефти и является документом, дающим юридическое право на разбуривание нефтяной залежи по оптимальному рекомендуемому варианту и ее наземное обустройство. Именно на стадии составления технологической схемы разработки месторождения научно обосновывается комплекс



Рис. 1. Инвестиционный цикл разведка–проектирование разработки–обустройство–добыча углеводородов

геолого-промысловых параметров, проводятся гидродинамические и технологические расчеты по эксплуатационным объектам, исследуются системы и методы воздействия на продуктивные пласты, рассматриваются плотности сеток скважин и способы их эксплуатации. В технологической схеме в соответствии с плановым метражом обосновываются темпы бурения и ввод скважин

в разработку, период наращивания годовой добычи нефти (газа) в первой стадии разработки, проектный (максимальный) уровень добычи, срок его стабилизации во второй стадии эксплуатации и период падающей добычи в третьей и четвертой стадиях освоения остаточной обводненной продукции скважин, зависящих в первую очередь от величины запасов нефти, методов их извлечения, величины конечной нефтеотдачи и срока ее достижения.

Все это предопределяет важность и необходимость качественного проведения геологических обоснований, технологических и экономических расчетов при составлении технологической схемы с надежным выбором оптимального варианта разработки месторождения, зависящим как от достоверности, обоснованности и полноты нормативной информационной базы, так и от уровня методических многовариантных расчетов в динамике, реально выполнимых (в таком большом количестве) только с использованием компьютеров.

Для решения этой сложной задачи проектирования и из-за практической потребности в детализации экономических расчетов и их результатов, а также в силу того, что удовлетворительного решения этого вопроса пока нет, была создана не только методика локального экономического обоснования, но и методика полного (единого) технико-экономического моделирования, реализованная в автоматизированной системе проектирования. Созданная методика направлена на выбор оптимальных вариантов разработки месторождений, определения очередности их ввода на базе методов ранжирования месторождений, стратегии добычи нефти по району и отрасли.

При составлении ТЭО кондиций к подсчету запасов нефти (газа) при исследовании нефтяных пластов и эксплуатационных объектов, а также при составлении технологической схемы разработки нового месторождения, не имеющих еще фактической истории, целесообразно использовать менее сложный автоматизированный подход к поиску решения.

Работа над инвестиционным проектом требует анализа и моделирования фактического технико-экономического состояния эксплуатации месторождения с вводом его в последующие расчеты по вариантам на момент составления документа, предусматривает мероприятия по совершенствованию существующей системы разработки, обеспечивающие прирост дополнительной добычи и в связи с этим необходимость затрат на расширение действующих мощностей с подключением к внешним коммуникациям. Эта система расчета является более сложной при решении такого рода задач проектирования с самостоятельной оценкой вариантов и

отдельных мероприятий по уточненным нормативам затрат, функционирующих в базе фактических данных с начала разработки месторождения [1–4, 6, 9, 14, 22, 24, 26].

В последние годы развитие российской нефтегазодобывающей промышленности осуществляется со значительным возрастанием количества месторождений, добыча нефти на которых характеризуется низкими дебитами скважин, высокой обводненностью остаточных невыработанных (утвержденных) запасов с возрастанием стоимости разведки и эксплуатации в условиях несовершенного нормативно-налогового законодательства.

В этих условиях перед отраслевой наукой и нефтегазодобывающим производством стоит задача обеспечения перехода к новейшим технологиям разработки, добычи нефти и внедрению новых методов увеличения нефтеотдачи с целью повышения технико-экономической эффективности выработки извлекаемых запасов.

Для решения этой актуальной проблемы наряду с технологическими новациями необходимо иметь надежный налогово-нормативный инструмент, позволяющий связать воедино геолого-промысловую, технико-технологическую, экономическую и экологическую информацию, обеспечивающую комплексную оценку вариантов и методов увеличения коэффициентов нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях.

Из последних данных Института энергетической стратегии следует, что если увеличить коэффициент извлечения нефти на крупных эксплуатируемых месторождениях на 10% (т.е. с 0,35 до 0,45), то это может обеспечить прирост добычи около 145 млн т в год и в ближайшей перспективе значительно превысит возможный суммарный потенциал Восточной Сибири и морского шельфа России. При этом сложные условия освоения указанных районов и их труднодоступность потребуют огромных материальных, трудовых и временных затрат на их освоение.

Указанные выше объективные особенности дальнейшего развития нефтедобывающего производства являются основной предпосылкой для разработки и практического применения научно-методической, нормативно-налоговой основы экономико-математического моделирования для повышения качества и надежности многовариантных расчетов и оценки эффективности освоения разведанных запасов в проектных решениях, адаптированных к рыночным товарно-денежным требованиям со снижением финансовых рисков.

2. Геолого-экономическая и нормативная основа комплексной оценки ресурсов и запасов месторождений на стадиях поисков, разведки и разработки залежей

Российское законодательство определяет утвержденные инвестиционные проекты разработки месторождений в качестве обязательных документов для выполнения недропользователем. Основной исходной геолого-технологической информацией при составлении ТЭО кондиций запасов и КИН, технологической схемы и проекта разработки месторождения являются разведанные ресурсы и доказанные запасы углеводородов, данные природой и определяющие перспективный прогноз добычи и коэффициенты извлечения [1, 9, 10, 15, 20, 24, 26, 27].

При разработке научно-методической основы нефтегазового нормативно-математического моделирования в первую очередь остановимся на оценке и классификации ресурсов и запасов нефти и газа с применением рентной теории и товарно-денежных отношений между государством и недропользователем.

Дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности во многом будет определяться практической реализацией эффективных инвестиционных проектов на стадиях поисков, разведки и разработки месторождений. При этом научную обоснованность и надежность выбора целесообразных направлений инвестиций со снижением финансового риска в проектных документах можно повысить путем создания и совершенствования теоретической, методологической, ценовой и нормативно-налоговой основ, адаптированных к рыночной экономике с учетом объективного ухудшения качества и структуры ресурсов и запасов нефти и газа.

В настоящее время в основном нефтегазодобывающем районе Западной Сибири, на долю которой приходится 70% добычи сейчас и в перспективе, крупные высокопродуктивные месторождения вступили в стадию падающей динамики добычи. В этих условиях дальнейшее приращение ресурсов и промышленное освоение запасов будет осуществляться за счет разработки небольших за-

лежей с трудноизвлекаемыми («дорогими») запасами в сложных природно-геологических условиях, а также за счет добычи из обводненных скважин с преждевременным падением нефтеотдачи по невыработанным остаточным запасам при значительном росте затрат и снижении эффективности эксплуатации. Необходимо отметить, что в связи с особенностями нефтегазодобывающего производства, а именно, по мере извлечения невозобновляемых природных ресурсов и запасов как в России, так и за рубежом, действует объективный фактор возрастания стоимости углеводородов [3, 4, 9, 12, 20, 25].

Известно, что мировой максимальный уровень годовой добычи нефти уже достигнут и началось его снижение с закономерным ростом стоимости освоения запасов и ресурсов. «Ресурсы» и «запасы» – понятия динамичные, изменяющиеся в зависимости от природно-геологических и производственных особенностей, степени разведанности и изученности залежей углеводородов, стадий разработки, технико-технологических параметров и в первую очередь потребности общества, социально-экологических условий и в итоге – от уровней затрат, цен, налогов и величины дохода, получаемого в процессе производства.

Прежде чем перейти к рассмотрению предлагаемого альтернативного методического подхода по экономической оценке и классификации углеводородов в недрах, остановимся на основных положениях зарубежной практики оценки ресурсов и запасов при проектировании разработки месторождений в инвестиционных проектах.

Основным положительным отличием американского подхода к классификации от российского является четкое различие двух понятий (групп залежей углеводородов) – запасы и ресурсы. К первой группе относятся только так называемые доказанные, хорошо разведанные залежи, характеризующиеся в первую очередь коммерческой продуктивностью (природной рентой). Эффективность их извлечения подтверждена реальными результатами геолого-промысловых и технико-экономических показателей. Таким образом, главным преимуществом американского подхода при проектировании разработки месторождений является уверенность в наличии залежей углеводородов и в получении дохода при действующей конъюнктуре рыночных цен.

Остальные залежи углеводородов, а именно: вероятные, возможные и прогнозные, – относятся к ресурсам, имеют определенную формулировку выделения и регламентируются конкретными цифрами. Так, вероятные ресурсы характеризуются меньшей степенью достоверности, чем доказанные запасы, и обеспечивают

не более 50% извлечения доказанных запасов. Возможные ресурсы имеют еще меньшую достоверность извлечения, а именно: не более 50% вероятных ресурсов. Прогнозные (умозрительные) ресурсы – это ресурсы, ожидаемые в результате открытия новых залежей или месторождений, продуктивность которых еще не доказана.

Все сведения об имеющихся доказанных запасах и ресурсах (вероятных, возможных и прогнозных) уточняются ежегодно по состоянию на 31 декабря (чего не делается в России). Они являются официальной обязательной информацией Министерства энергетики США.

В условиях формирования конкурентоспособного международного рынка природного сырья, при недостаточной степени изученности финансово-экономических особенностей освоения ресурсов и запасов при проектировании разработки месторождений и наличии субъективных взглядов на решение этой проблемы, нами создана комплексная концепция геолого-экономической оценки углеводородов на базе рентной теории с учетом зарубежного подхода.

В основу концепции (альтернативной геолого-экономической оценки ресурсов и запасов) положены объективные рыночные категории – товар, стоимость и цена товара. Товар – запасы и ресурсы углеводородов в недрах, обнаруженные и доказанные геолого-разведкой, – является достоянием народа и должен эффективно использоваться как хозяевами недр (государственно-территориальными организациями), так и владельцами инвестиций с целью получения максимального дохода (при существующем уровне техники и технологии разведки и разработки месторождений, при действующих налогах и ценах). Таково первое положение экономической концепции.

Второе положение экономической концепции: оценка ресурсов и запасов учитывает объективные закономерности и особенности добывающего производства. Известно, что развитие и концентрация обрабатывающих отраслей производства ведет, как правило, к экономии труда и удешевлению стоимости продукции. В добывающих же отраслях производства, и в частности в нефтедобывающих, с выраженной динамичностью и длительностью производственного цикла (поиск, разведка, эксплуатация, ликвидация) действует другая объективная закономерность, а именно: идет удорожание продукции даже при наличии благоприятных факторов (научно-технического прогресса, ресурсосбережения), так как нефтедобывающее производство (добычи) основано на непосредственном расходе (исчерпании) невозпроизводимого угле-

водородного товара, спрос и потребность на который закономерно растет и диктует рыночные цены.

Третье положение экономической концепции включает основание меры оценки эффективности вклада, т.е. величины дохода – критерия, учитывающего как природную дифференциальную ренту (продуктивность залежи), так и производственную прибыль, отражающие в итоге чистый дисконтированный доход денежной наличности (ЧДД). Напомним, что величина критерия рассчитывается как суммарная дисконтированная разность между выручкой от реализации продукции (по ценам внутреннего и мирового рынка) и затратами: капитальными и эксплуатационными (без амортизации), включая налоги в себестоимость добычи нефти, газа и цене.

Необходимо подчеркнуть, что максимальная ожидаемая величина дохода формируется при оптимальном прогнозе промышленного освоения месторождения и позволяет выделить из ресурсов извлекаемые запасы, которые экономически целесообразно вводить в эксплуатацию. Вместе с этим именно максимальная величина дохода позволяет обосновать проектную величину нефтеотдачи, срок ее достижения, оптимальную динамику добычи и, следовательно, стратегию разработки месторождения ($\text{ЧДД} = \max$ при принятых в проектном документе геолого-промысловых, технико-технологических, эколого-экономических решениях и при действующих ценах и налогах). При этом заметим, что выделенные из ресурсов углеводородов извлекаемые запасы на основании максимальной величины критерия по оптимальному варианту разработки месторождения будут соответствовать доказанным запасам согласно зарубежному подходу с разделением углеводородов на извлекаемые запасы и ресурсы, снимая, таким образом, имеющуюся у нас путаницу в применении этих терминов при многостадийном проектировании.

Минимальная положительная величина критерия определяет экономический предел промышленного освоения залежи (месторождения) и используется как инструмент выделения из ресурсов границ извлекаемых запасов, в рамках которых формируются технологические варианты по системам разработки, сеткам скважин и проводятся гидродинамические расчеты до момента достижения экономически обоснованной величины предельной обводненности продукции скважины ($\text{ЧДД} = 0$).

Отрицательная величина критерия оценки вариантов свидетельствует об убыточности инвестиционного вклада в освоение залежи нефти (газа) и неприемлемости проекта при принятых условиях разработки, налогах и ценах ($\text{ЧДД} < 0$).

Предлагаемый принцип экономической концепции позволяет выделить: во-первых, извлекаемые запасы, в которые входят разведанные и изученные категории А, В, С1; во-вторых, ресурсы, включающие неразведанные, перспективные и прогнозные категории С2, Д1, Д2.

Вопросу оценки классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов посвящена статья [2], в которой авторы предлагают объединить категорию запасов С1 с ресурсами категории С2 в одну категорию учета запасов С. На наш взгляд, такое объединение неправомерно. Известно, что запасы категории С1 являются основной базой для составления проектных документов на разработку месторождений и требуют самостоятельного, отдельного учета, а их объединение с ресурсами снизит достоверность и надежность прогноза добычи нефти (газа) при проектировании [2].

В этой же статье авторы предлагают по степени изученности объединить в одну категорию ресурсы Д1 и Д2 и переименовать при этом категории Д1, Д2 в Д1, а Д3 в Д2. С этим предложением, как нам кажется, следует согласиться.

Говоря о дальнейшем совершенствовании классификации и геолого-экономической оценки ресурсов и запасов, на наш взгляд, следует объединить категории учета А и В, как это принято во многих странах. Известно, что запасы категории А и В находятся в разработке по наиболее изученным и разведанным месторождениям, которые характеризуются реальными геолого-промысловыми и технико-экономическими показателями, и в условиях их оценки при рыночных отношениях раздельный учет этих категорий запасов лишен экономического и практического смысла. Также следует исключить термин (понятие) «геологические», так как он объективно характеризует и запасы, и ресурсы тогда как существуют два четких понятия – извлекаемые запасы и ресурсы (табл. 1).

Справедливым решением авторов статьи является применение в качестве критерия оценки запасов величины чистого дисконтированного дохода. Но деление извлекаемых запасов на условнорентабельные с новыми обозначениями (Е1, Е2, Е3) явно нецелесообразно. Тем более, что правильное применение указанного авторами критерия как основного экономического инструмента оценки запасов позволяет выделить из ресурсов эффективно извлекаемые запасы, определить границу безубыточного освоения запасов и выделить неэффективные ресурсы (возможный резерв будущих приростов запасов при улучшении оценочного сценария). Экономическое содержание перспективных (Д1) и прогноз-

Углеводороды, заключенные в недрах с разной величиной природной ренты (продуктивностью)

Критерий экономической оценки запасов и ресурсов – чистый дисконтированный доход (ЧДД)	Возможные риски (сценарии) и их влияние на ЧДД	Экономически эффективные запасы, накопленная добыча	Запасы разрабатываемые, хорошо разведанные, с подвижной границей		Ресурсы нефти и газа перспективные, прогнозные	
			Запасы ранжируются в сторону снижения критерия ЧДД от максимума	Запасы извлекаемые, экономически эффективные с оптимальным прогнозом добычи, ЧДД = max Запасы экономически эффективные, извлекаемые с положительной величиной дохода, ЧДД > 0 Запасы, эффективно извлекаемые без дохода и убытка, предельно-допустимые, ЧДД = 0	Категории неразведанных ресурсов, оцененных по геолого-технологическим критериям, между аналогичными и по экспресс-методу	
				Ресурсы перспективные, количественно составляют 50% извлекаемых запасов*	Ресурсы прогнозные, составляют количественно 50% перспективных ресурсов*	
		Экономически неэффективные ресурсы		Ресурсы экономически неэффективные при действующих технике, технологии добычи, ценах, налагах, ЧДД < 0. Реальный резерв прироста запасов при улучшении сценариев оценки рисков	Ресурсы спекулятивные, оцениваются на конкурсной основе: аванс, плата за лицензию, аренда, бонус, роялти	
				Ресурсы остаточные, практически неизвлекаемые, находятся за пределами реальных возможностей техники	Ресурсы неразведанные, изначально не имеют практического значения	

* Согласно американскому подходу.

ных (Д2) ресурсов при их вероятных характеристиках должно определяться стоимостью лицензий, арендной платой, бонусами при проведении торгов на конкурсной основе (спекулятивные ресурсы). Для их количественного определения и учета может быть принят изложенный выше американский подход оценки вероятных и возможных ресурсов, соответствующих российским перспективным (Д1) и прогнозным (Д2) ресурсам [2, 10, 21, 23].

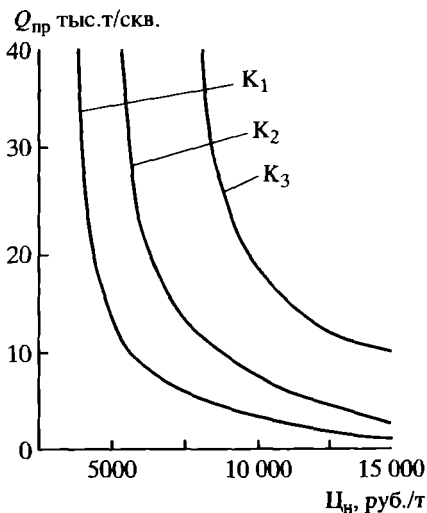
На ранних стадиях поисков и разведки залежей месторождений нефти (газа) в условиях их вероятностной характеристики при недостаточной информации геолого-технологических параметров и при отсутствии прогнозной динамики показателей разработки для предварительной геолого-экономической оценки целесообразности (нецелесообразности) освоения ресурсов с бурением капиталоемких скважин может быть использован укрупненный методический подход (экспресс-метод).

В качестве экономического критерия используется величина предельно допустимых (минимальных) запасов (накопленных отборов) нефти (газа) на новую скважину за нормативное время ее работы, выраженная в тысячах тонн ($Q_{пр}$). Для определения критерия рассчитывают затратную и доходную части на добычу нефти (газа) с использованием укрупненных нормативов капитальных и эксплуатационных расходов, действующих цен и налогов, принятых по аналогии с затратами функционирующих нефтедобывающих предприятий. При этом учитываются глубина бурения скважины, предполагаемые сетки скважин и система разработки.

Рассчитанные величины предельно допустимых запасов (при равенстве затрат и выручки) сопоставляются с возможным количеством накопленной добычи (запасов) нефти из разведочной скважины, полученной после бурения, опробования, и определяются по общему правилу укрупненной геолого-экономической оценки по экспресс-методу. Если запасы (накопленные отборы) нефти по исследуемой скважине меньше предельно допустимых, то освоение залежи убыточно. Если запасы (накопленная добыча) нефти по исследуемой залежи скважины больше предельно допустимых, то ее освоение и разбуривание экономически целесообразно и эффективно. Если запасы (накопленная добыча) нефти по исследуемой скважине и предельно допустимые запасы равны, то это предельное, граничное безубыточное освоение залежи с бурением скважин. С использованием рассчитанных предельно допустимых запасов на скважину за нормативное время работы как локального критерия оценки залежи определяются другие оценочные предельно допустимые показатели, а именно: начальный предельно допустимый (минимальный) дебит (удобный для практического исполь-

Рис. 2. Изменение предельных запасов (накопленных отборов) нефти на скважину ($Q_{пр}$, тыс. т/скв.) по продуктивным пластам нового месторождения Сургутского свода в зависимости от уровня цены на нефть ($Ц_n$, руб./т)

K_1 – пласт БС, K_2 – пласт АС, K_3 – пласт ЮС



зования $q = \text{т/сут}$) и минимально допустимая эффективная величина нефтенасыщенной мощности (толщины) продуктивного пласта (h_m). Указанные предельно допустимые показатели также сопоставляются с аналогичными геолого-технологическими па-

раметрами по анализируемой на залежи скважине и применяются как экономический инструмент для принятия проектного решения с использованием изложенного выше общего правила.

На рис. 2 представлены зависимости изменения предельно допустимых отборов нефти от уровня цены, рассчитанные для наиболее типичных геолого-технологических и экономических условий разработки продуктивных пластов АС, БС, ЮС по новым месторождениям Сургутского свода, которые могут быть рекомендованы для практического принятия решения о целесообразности промышленного освоения выявленной залежи при современном уровне техники и технологии добычи и действующих нормативах, налогах и ценах.

Изложенная альтернативная геолого-экономическая методология комплексной оценки и классификации ресурсов и запасов в многостадийных инвестиционных проектах, разработанная на основе экономической концепции, рентной теории, нормативно-налоговой основы, рыночных категорий стоимости и цены товара (ресурсов, запасов нефти и газа) в недрах и величины дохода (критерия), позволяет: определить две группы углеводородов – «ресурсы» и «запасы»; выделить из ресурсов эффективно извлекаемые (доказанные) запасы; определить коэффициент нефтегазоотдачи, оптимальную динамику добычи и стратегию промышленного освоения месторождения с учетом применения новой классификации запасов и ресурсов; провести оценку риска по основным факторам: запасов, добычи, затрат, налогов и цен – и оценить их влияние (чувствительность) на эффективность проекта.

Рекомендуемый комплексный подход является более совершенным, научно обоснованным, обеспечивает повышение качества выбора оптимальных проектных решений со снижением финансового риска, а также является сопоставимым с зарубежным подходом к классификации, при котором ввод доказанных запасов в промышленную разработку есть функция динамичной рыночной цены, позволяющей производителю максимизировать ожидаемый доход.

3. Принципы и методы формирования удельных нормативов капитальных вложений и их моделирование при оценке инвестиционных проектов

Для решения актуальной проблемы рационального управления использованием ресурсов и запасов нефтяных и нефтегазовых месторождений исследуются методические, критериальные и нормативные вопросы для создания комплексной экономико-математической модели расчета экономических показателей с выбором оптимального варианта разработки. Для ее проектно-практической реализации создается специализированное программное обеспечение. В теоретическом отношении нормативная информация является количественной мерой связи между элементами нефтегазодобывающего производственного процесса по вариантам природно-геологических, технико-технологических особенностей предприятия и его экономической взаимосвязи в многостадийном проектировании разработки месторождений. Методические исследования, предусматривающие повышение научной обоснованности экономических оценок не только за счет дальнейшего развития теоретической и нормативной основы, но и путем увеличения вычислительных возможностей, направлены на качественные улучшения многовариантных расчетов и рекомендаций с выбором оптимальных решений в условиях значительно возросших объемов проектных работ по объектам разработки многопластовых месторождений и мелких залежей с трудноизвлекаемыми запасами [4, 5, 9, 15, 18, 20, 27].

При составлении модели расчета экономических показателей и формировании нормативов удельных затрат предусматривается принадлежность месторождений к двум основным группам. К первой группе относят месторождения с растущей динамикой добычи нефти, ко второй – месторождения со снижающейся добычей, отличающиеся стадиями разработки, особенностями расчета показателей в проектных документах, объемами и содержанием исходной информации, результатами вычислений применительно к технологическому элементу, варианту, пласту, объекту, участку

и месторождению в целом с учетом разновременного ввода их в промышленную разработку.

По разрабатываемому (старому) месторождению с падающей добычей нефти в автоматизированную систему дополнительно вводят фактические технико-экономические и нормативные показатели, которые являются исходной информацией как для определения показателей вариантов разработки по годам, периодам и за весь срок разработки, так и для расчета критерия выбора варианта и предельных оценочных показателей на начальной и заключительной стадиях разработки, характеризующих извлекаемые запасы нефти и конечный коэффициент нефтеотдачи.

Общий алгоритм расчета экономических показателей составлен с учетом направления дополнительных затрат в разработку многопластовых месторождений Западной Сибири и особенностей формирования нормативной основы по вариантам с различными плотностями сеток скважин и системами воздействия на пласт, в том числе при использовании для поддержания пластового давления (ППД) сеноманской воды, газа высокого давления, водогазовых смесей и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) наряду с традиционным методом заводнения.

Математическая формализация расчета нормативов и капитальных вложений проведена по основным направлениям затрат промышленно-производственного назначения с выделением стоимости строительно-монтажных работ (СМР). Стоимость СМР является важным технико-экономическим показателем, так как она не только характеризует потребную мощность строительных организаций при освоении месторождения, но и служит исходной базой для обоснования нормативов затрат с учетом внедрения индустриально-блочных методов строительства, ведущих к положительным структурным изменениям нормативов за счет уменьшения в них доли СМР и повышения активной части основных фондов, а также для определения норматива затрат (резерва) на ликвидацию месторождения после отработки запасов.

Кроме того, объем строительно-монтажных работ используется как необходимая нормативная информация для расчета капитальных вложений непроизводственного назначения, которые в соответствии с комплексной оценкой ресурсов и запасов нефти должны учитываться в критерии выбора оптимального варианта разработки месторождения.

Удельные нормативы предусмотрены для расчета капитальных вложений промышленно-производственного назначения по трем основным направлениям затрат: бурение скважин, оборудование, не входящее в сметы строек, и нефтепромысловое строительство,

с последующей расшифровкой каждой группы по составляющим направлениям и объектам.

Нормативы для расчета капитальных вложений в бурение скважин определяются по целям эксплуатационного бурения отдельно для нефтяных скважин, нагнетательных скважин (при закачке воды, газа, водогазовой смеси), водозаборных и других вспомогательных скважин, включая резервные.

Капитальные вложения в бурение рассчитываются исходя из нормативов (стоимости) строительства скважин, количества скважин (вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных), пробуренных кустовым методом с учетом характеристик категории местности (суша, болото, озеро).

Капитальные вложения в объекты нефтепромышленного строительства и нормативы включают затраты: в оборудование скважин под эксплуатацию по способам добычи, в комплекс сбора и транспорта нефти и газа, в объекты очистки и утилизации сточных вод (охрана окружающей среды), в объекты поддержания пластового давления, в строительство внутрипромысловых дорог и подъездов к кустам скважин, в строительство баз, сооружений линий электропередачи и подстанций, в объекты автоматизации и телемеханизации, в объекты промводоснабжения и канализации, а также учитывается резерв затрат в другие неучтенные объекты и работы (рис. 3).

Методический подход к формированию нормативов по стадиям проектирования и разработки должен обеспечить количественную связь между геолого-технологическими решениями по вариантам, направлениями и элементами затрат в освоение месторождения с учетом особенностей нефтегазодобывающего производства, а также установить закономерности их изменения, полученные на базе технико-экономического анализа, имеющихся фактических результатов, научно-исследовательских и проектных работ, составленных по освоенным месторождениям природных углеводородов.

Подход к обоснованию удельных нормативов затрат в многостадийном проектировании и обоснованию экономической информационной базы разработан как составная часть и логическое продолжение единого комплексного подхода к оценке ресурсов и запасов природных углеводородов, обеспечивающего практическую реализацию в автоматизированном режиме основных задач на стадиях разведки и разработки месторождения (табл. 2).

В первую очередь необходимо создание комплексного альтернативного подхода к геолого-экономической оценке ресурсов и запасов с обоснованием нормативов удельных затрат на базе

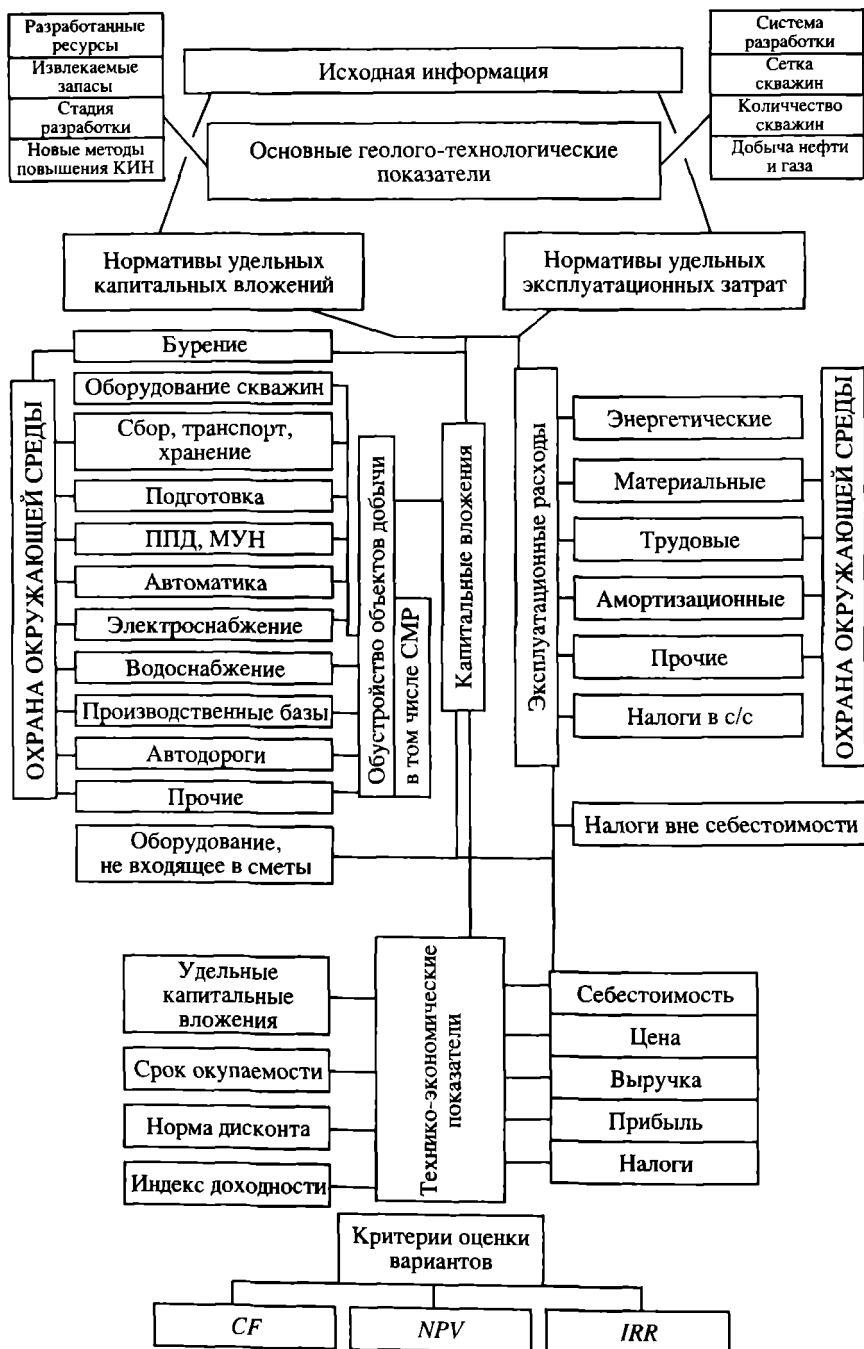


Рис. 3. Формирование нормативов удельных затрат в инвестиционных проектах месторождений

Метод оценки ресурсов и запасов нефти по стадиям проектирования разработки месторождения	Цель оценки и ее основное содержание	Практическое применение результатов оценки
Предпроектная геолого-экономическая оценка ресурсов и запасов нефти на стадии разведки залежи – осуществляется по укрупненному экспресс-методу и нормативам затрат	Подтверждается или не подтверждается промышленная ценность запасов нефти путем сопоставления удельных физических запасов, полученных с 1 га (10^4 м^2) площади на исследуемой залежи, с аналогичными предельно допустимыми показателями	Результаты оценки рекомендуется использовать при прогнозировании ресурсов и запасов с пробной эксплуатацией
Технико-экономическое обоснование (ТЭО) кондиций запасов нефти и коэффициента нефтеизвлечения на стадии передачи месторождения для проектирования разработки месторождения	Определяется граница размещения скважин путем сопоставления физических запасов на 1 скважину с аналогичными предельно допустимыми: запасами, дебитом, минимальной мощностью пласта и предельной обводненностью скважины. Выбираются решения по пластам	Обоснованные извлекаемые запасы и коэффициенты нефтеизвлечения после утверждения в ГКЗ РФ являются базой для составления технологической схемы разработки месторождения
Технологическая схема разработки месторождения – выполняется с использованием динамической методики, по утвержденным запасам нефти, КНИ и действующих нормативов затрат и цен на добычу	С учетом утвержденных показателей формируются варианты разработки месторождения с выбором оптимального по максимальной величине критерия, определяющего извлекаемые запасы нефти, выделенные из ресурсов, и нефтеотдачу	Параметры оптимального варианта являются показателями для дальнейшего развития добычи нефти, реализуемого практически, и служат исходной базой для составления проектно-сметной документации на обустройство месторождения
Проект разработки и доработки – составляется при освоении остаточных запасов нефти с моделированием истории разработки месторождения	Обосновываются технологические мероприятия и новые методы повышения коэффициентов конечной нефтеотдачи при освоении остаточных запасов нефти с выбором оптимальных решений по экономическому критерию	Уточняются динамика добычи нефти, коэффициенты нефтеизвлечения и технико-экономические показатели в проекте разработки месторождения

рентной теории и рыночных категорий: товар, стоимость товара в недрах, ожидаемый доход. Для решения указанной проблемы проводят: обоснование минимально допустимой нефтенасыщенной мощности пласта для установления границы размещения скважин и выделение извлекаемых запасов из ресурсов; определение предельной обводненности скважин и обоснование коэффициента конечной нефтеотдачи; обоснование оптимальной сетки скважин по эксплуатационным объектам; решение вопроса о возврате скважин с основного пласта на второстепенный объект многопластового месторождения; внедрение мероприятий по интенсификации разработки и новых методов повышения нефтеотдачи пластов; выбор оптимального варианта с расчетом экономических показателей и критериев в динамике.

Перечисленные выше задачи рассматриваются при составлении предпроектного документа – ТЭО кондиций к подсчету запасов нефти и КИН на новом месторождении в условиях недостаточной его разведанности и изученности. Поэтому наиболее обоснованное решение эти вопросы получают только при составлении основной проектной работы – технологической схемы разработки месторождения с реальной возможностью использования более полной и достоверной геолого-промысловой информации по продуктивным объектам и технологическим вариантам, рассчитанным с применением более совершенных гидродинамических и экономических методик с достоверной нормативной основой. В связи с этим в созданном альтернативном методическом подходе к обоснованию нормативов по стадиям проектирования разработки месторождений именно этот проектный документ принят за базовое решение со стопроцентным содержанием нормативов удельных затрат по всем направлениям вложений (как на новое строительство). В зависимости от задач исследования для других стадий конкретного проектирования, подлежащих технико-экономической оценке, изменяются структурные направления и содержание затрат, что и находит отражение в соответствующих нормативных показателях в процентах относительно базового решения в технологической схеме.

Удельные нормативы затрат, зависящие от скважины, практически всегда (кроме объектов общего назначения) учитываются по направлениям с полным стопроцентным содержанием. Нормативы, зависящие от объемных технологических параметров, всегда изменяются по стадиям проектирования и включают затраты как полностью, так и частично, в зависимости от решаемой задачи. Рекомендуемый подход к формированию нормативов по стадиям проектирования с указанием процентного содержания удельных

затрат по направлениям бурения и обустройства дан в сводной табл. 3.

Так, для обоснования минимальной мощности пласта по участку краевой зоны залежи, подлежащему для определения границы расстановки и бурения скважин, удельные нормативы для расчета капитальных вложений формируются неполным содержанием затрат в такие объекты, как: производственно-ремонтные базы, внутрипромысловые дороги, электроснабжение, промводоснабжение, канализация, что и показано в табл. 3. Данное решение можно объяснить тем, что скважины краевых участков, как правило, фактически разбуривают позже основной, наиболее разведанной части залежи, когда основные вклады в обустройство практически завершены и необходимо учесть только часть затрат, связанных с подключением скважин краевых участков к уже созданным на месторождении объектам общего назначения.

Ретроспективный анализ разработки месторождений Западной Сибири подтверждает правомерность такого решения в условиях применения внутриконтурного заводнения, когда отпадает необходимость оконтуривания залежи с разбуриванием краевых зон, что требовалось при законтурном заводнении. При решении этой же задачи для оценки второстепенного объекта разработки, который, как правило, разбуривается позже основного пласта, помимо уменьшения удельных затрат на объекты общего назначения на 50%, уменьшаются затраты на сбор и транспорт нефти и газа, на поддержание пластового давления. Затраты на подготовку нефти вообще не требуются, так как на месторождении уже созданы необходимые производственные мощности под проектный уровень добычи (см. табл. 3).

При решении задачи о границах размещения скважин в водонефтяных краевых зонах необходимо предусмотреть резерв для увеличения затрат в освоение осложненных зон и эксплуатационных объектов, что позволяет учесть в технико-экономических расчетах дополнительные расходы, ведущие к увеличению допустимой минимальной мощности пластов по этим зонам по сравнению с чисто нефтяными участками. Вопрос по уточнению границы разбуривания краевых зон месторождения приходится решать и при составлении проекта разработки, когда в процессе эксплуатации появляется дополнительная геолого-промысловая информация, свидетельствующая об изменениях в ранее утвержденных извлекаемых запасах нефти, на которые составлялась технологическая схема разработки месторождения. В этом случае для экономической оценки движения запасов нефти (прирост или уменьшение) нормативные показатели формируются так же, как

Таблица 3

Формирование удельных затрат в бурение и обустройство по стадиям проектирования разработки месторождения, %

Нормативы затрат	Технологический элемент (участок) разработки								Месторождение (объект разработки)					
	ТЭО кондиций к подсчету запасов, КИН								Плотность сетки скважин, КИН, технологическая схема, проект разработки					
	Минимальная мощность пласта				Предельная обводненность									
	Основной пласт		Второстепен- ный пласт		Основной пласт		Второстепен- ный пласт		Основной пласт		Второстепен- ный пласт		Разрабатываемое месторождение	
	новый	раз- раба- тываемый	новый	раз- раба- тываемый	новый	раз- раба- тываемый	новый	раз- раба- тываемый	новый	раз- раба- тываемый	новый	раз- раба- тываемый	варианты	новые методы
1. Бурение добы- вающей, резервной, нагнетательной скважин и др.	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2. Оборудование, не входящее в сметы строек	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
3. Обустройство и обо- рудование скважины	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
4. Комплекс сбора и транспорта нефти, газа	100	50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	50
5. Подготовка нефти	100	–	100	–	100	–	100	–	100	–	100	–	–	–

6. Очистка и утилизация сточных вод	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
7. Закачка воды	100	50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50+	НМ
8. Закачка газа и других рабочих агентов	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
9. Автоматика и телемеханика	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
10. Строительство дорог	50	50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	–
11. Строительство баз	50	50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	–
12. Строительство линий электропередачи	50	50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	–
13. Промводоснабжение и канализации	50	50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	–
14. Другие неучтенные объекты, ЧНЗ/ВНЗ (чисто нефтяная зона – ЧНЗ, водонефтяная зона – ВНЗ)	–/100	–/100	–/100	–/100	100	100	50	100	100	100	–	–	–	–

и по разрабатываемому месторождению, т.е. учитывается только стоимость подключения скважин к действующим на месторождении производственным объектам и коммуникациям и, кроме того, исключается учет затрат в прочие объекты.

К удельным нормативным показателям, сформированным по предложенному подходу для оценки однопластового месторождения, рекомендуется применять корректирующие коэффициенты, учитывающие количество эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении, разрабатываемых самостоятельной сеткой скважин, с учетом степени совмещения пластов в плане многопластового месторождения. На основании исследований, проведенных по некоторым многопластовым месторождениям Западной Сибири, в том числе и по уникальному Самотлорскому, чтобы не завышать затраты в разработку краевых участков и низкопродуктивных зон по таким направлениям, как сбор и транспорт нефти и газа, поддержание пластового давления, объекты общего назначения, к базовым показателям рекомендуется применять понижающие затратные коэффициенты (0,90; 0,85; 0,80) соответственно при трех, пяти и более эксплуатационных объектах (относительно однопластового). Изложенные выше методические решения по формированию удельных затрат для оценки запасов нефти в краевых и низкопродуктивных зонах несколько улучшают экономическую характеристику вариантов и расширяют границы извлекаемых запасов нефти по пластам, вовлекаемым в активную промышленную разработку. Этот пообъектный подход является более достоверным, позволяющим из оптимальных решений разработки отдельных эксплуатационных пластов в рамках установленных границ формировать оптимальную сетку скважин в целом по месторождению. При этом учитываются индивидуальные объективные геолого-промысловые и технико-экономические особенности пластов по сравнению с подходом оценки вариантов в среднем по месторождению с использованием осредненных нормативов, что ведет в результате к выбору иного варианта разработки и изменению коэффициента конечной нефтеотдачи.

На основании ретроспективного технико-экономического анализа проектных и фактических материалов было установлено, что в настоящее время наиболее типичной распространенной сеткой скважин по разрабатываемым месторождениям Тюменской области можно считать плотность сетки 36 га на скважину. На перспективный период по вновь вводимым в освоение месторождениям наиболее часто встречающейся утвержденной в проектных документах площадью является 25 га на скважину. Учитывая, что при освоении остаточных запасов по старым месторождениям для

увеличения коэффициентов конечной нефтеотдачи предусматривается уплотнение существующих сеток скважин, сетка скважин в 25 га принята в качестве наиболее типичной (базовой) для определения закономерности изменения удельных затрат для других сеток – 64, 56, 49, 36, 20, 16, 9 га на скважину [3, 4, 20].

Обоснование нормативов удельных капитальных вложений в обустройство месторождения проведено по следующим основным направлениям: сбор и транспорт нефти и газа, поддержание пластового давления, подготовка нефти, очистка сточных вод и оборудование скважин под эксплуатацию и объекты общего назначения.

При обустройстве месторождения основной состав сооружений, а также технологические процессы, связанные с подготовкой нефти, в значительной мере обуславливаются принятой системой сбора и транспорта нефти и газа. Капитальные вложения в это направление занимают наибольший удельный вес в общей сумме затрат в нефтепромысловое строительство и составляют в среднем 35%.

Расчет нормативов и затрат в систему сбора и транспорта нефти, газа и конденсата включает в себя определение количества и стоимости следующего оборудования: групповых замерных и сепарационных установок, дожимных нефтенасосных станций, коллекторов, выкидных линий, шлейфов, напорных нефтегазопроводов, отстойников и резервуаров. Из общей стоимости затрат 50% приходится на стоимость линейной части – строительство выкидных линий, коллекторов, протяженность которых зависит от средней нормы на одну добывающую скважину (на 100 скважин), их количества с учетом системы воздействия на пласт (пятирядной, трехрядной, однорядной, площадной) и плотности сетки скважин по вариантам разработки месторождений (табл. 4).

Для определения интегрального норматива для комплекса системы сбора и транспорта нефти и газа с учетом изменения ли-

Таблица 4

Протяженность выкидных линий на 100 скважин по системам разработки и сеткам скважин, км

Система разработки	Сетка скважин, га						
	9	16	25	36	49	56	64
Пятирядная	215	239	267	297	310	350	371
Трехрядная	232	270	300	333	370	403	510
Однорядная	355	454	531	618	720	836	855

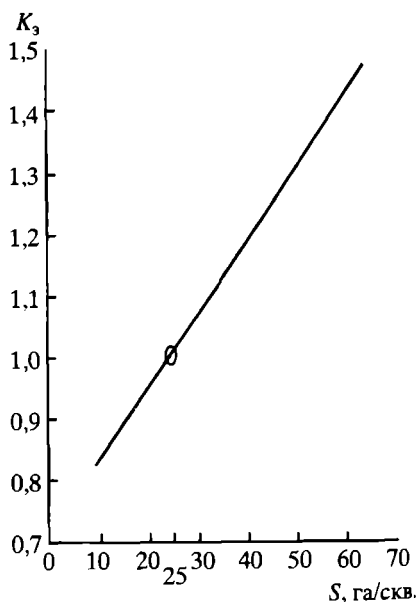
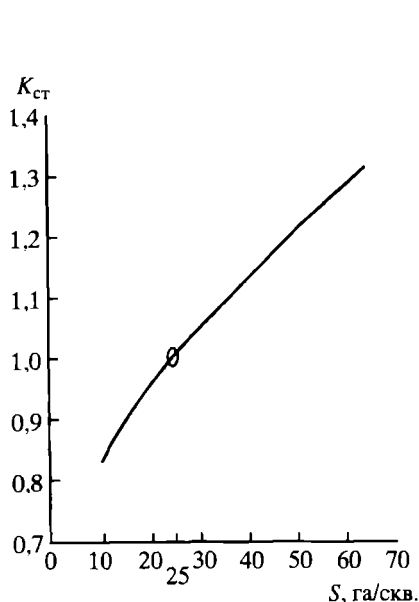


Рис. 4. Коэффициент изменения норматива удельных капитальных вложений в систему сбора и транспорта нефти и газа ($K_{ст}$) в зависимости от плотности сетки скважин (S); сетка 25 га/скв. – базовая ($K_{ст} = 1$)

Рис. 5. Коэффициенты изменения норматива удельных капитальных вложений в систему заводнения ($K_з$) в зависимости от плотности сетки скважин (S) (относительно базовой – 25 га/скв.)

нейной части (при однорядной, трехрядной, пятирядной системе разработки) обоснована зависимость коэффициентов изменения удельных затрат от плотности сетки скважин по вариантам относительно базового значения, для типичной однотрубной системы сбора и транспорта нефти и газа. При плотности сетки 25 га на скважину, принятой за базу, коэффициент равен 1. Для вариантов с другими сетками скважин (больше или меньше 25 га/скв.) он принимается по зависимости, представленной на рис. 4 и введенной в базу данных.

Аналогичный подход был осуществлен для определения удельных затрат по вариантам в другое капиталоемкое направление нефтепромыслового строительства – в систему поддержания пластового давления. При расчете учитывались количество и стоимость блочных кустовых насосных станций, водозаборов, сепарационных установок и оборудование устьев нагнетательных скважин, а также водоводов высокого и низкого давления, влияющих на его изменение по системам и сеткам разработки.

Протяженность водоводов на 100 скважин, км

Система из разработки	Сетка скважин, га						
	9	16	25	36	49	56	64
Пятирядная	114	132	145	160	175	190	220
Трехрядная	129	141	156	171	189	205	250
Однорядная	501	585	655	739	820	905	975

Изменения нормативов удельных затрат в комплекс сооружений для поддержания пластового давления в зависимости от систем разработки и плотности сетки скважин при закачке воды даны на графике (рис. 5). Для варианта с плотностью 25 га/скв. коэффициент равен 1, для других вариантов с сеткой скважин (больше или меньше 25 га/скв.) следует применять значения, указанные на рис. 5. Удельные нормативы, введенные в алгоритм программы и рассчитанные с учетом результатов исследований по определению изменений протяженностей водоводов низкого и высокого давления по системам разработки и сеткам скважин в расчете на нагнетательную скважину (на 100 скважин), даны в табл. 5.

Нормативы удельных капитальных вложений в подготовку нефти, газа и очистные сооружения находятся в прямой зависимости от производительности установок, их типа и технической характеристики. Для практического применения нормативов по вариантам в автоматизированной системе выведена графическая зависимость коэффициентов от годовой производительности установок (рис. 6).

Удельные нормативы в оборудование скважин под эксплуатацию выделены нами в самостоятельный расчет, предназначенный для определения затрат по вариантам разработки с учетом возможности оценки разных способов добычи нефти (фонтанного, насосного, газлифтного). Изменение величины этого норматива в зависимости от способа эксплуатации, глубины скважины и ее производительности представлено в виде коэффициентов на рис. 7. В других методиках эти затраты не выделяются и учитываются в составе оборудования, не входящего в сметы строок.

Удельные капитальные затраты в объекты нефтепромыслового строительства общего назначения: базы, дороги, электро-снабжение, промводоснабжение, автоматизация, телемеханизация и прочие неучтенные объекты – определяют в среднем на одну добывающую скважину. Абсолютные значения этих нормативов учитывают особенности разработки месторождения, эксплуатац

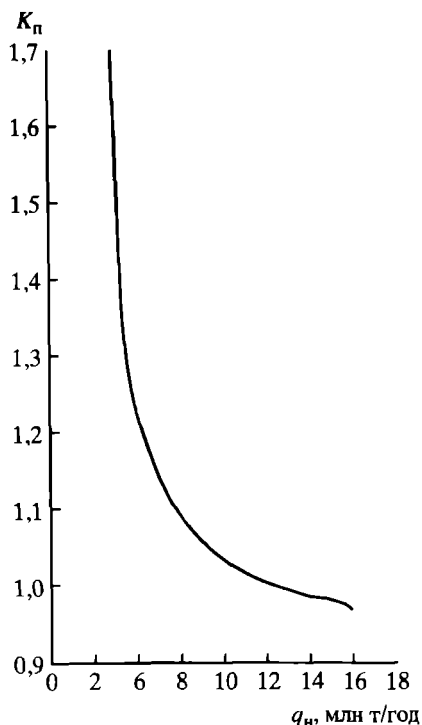


Рис. 6. Коэффициент изменения норматива удельных капитальных вложений в подготовку нефти и очистных сооружений (K_n) в зависимости от годовой производительности установки (q_n)

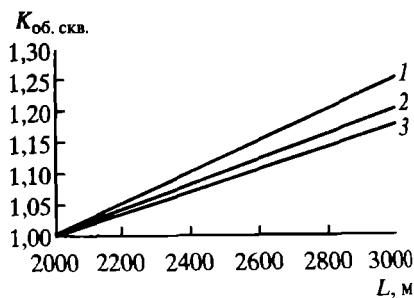


Рис. 7. Коэффициент изменения норматива удельных капитальных вложений в оборудование скважин ($K_{об. скв.}$) в зависимости от глубины ствола скважины (L) при эксплуатации ЭЦН (1), ШГН (2) и фонтанной (3)

онного объекта по стадиям освоения в соответствии с подходом, изложенным выше, а также характеристику категоричности дорог и их среднюю протяженность (см. табл. 3).

Методический подход к формированию нормативов капитальных вложений предусматривает также включение затрат на социальное строительство, в которых должны определяться инвестиции в создание инфраструктуры. Отсутствие норматива капитальных вложений непроизводственного назначения ведет к занижению совокупных затрат, к неточности экономической характеристики и оценке освоения запасов нефти. Методика и формирование нормативов и норм в это направление приведены в главе 10.

4. Особенности формирования нормативов капитальных затрат в бурение скважины кустовым наклонно-направленным методом в условиях труднодоступности

В объем капитальных вложений в разработку месторождений помимо нефтепромыслового строительства, занимающего более 35% затрат, входят, как известно, затраты в оборудование, не входящее в сметы строек, занимающие 20%, и капитальные вложения в бурение скважин, на которые по фактическим данным приходится в среднем 45% затрат. В перспективном периоде они будут расти за счет увеличения объемов бурения при росте глубин скважин на низкопродуктивных горизонтах и месторождениях. Особого внимания заслуживают методические решения по обоснованию исходной нормативной информации для расчета капитальных вложений в бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин при их оптимальном кустовании, обеспечивающем рост объемов бурения и снижение стоимости проведения буровых работ в суровых природно-климатических условиях района с высокой степенью заболоченности, затопляемости и труднодоступности.

Капитальные вложения в бурение кустовым методом включают в себя затраты: на строительство подъезда, основания под куст и бурение скважин.

Изменение этих затрат и их влияние на общую стоимость строительства индивидуальной скважины в кусте различно в зависимости от конкретных условий бурения: глубины залегания эксплуатационного горизонта, категории местности (суходолы, болота, озера), отклонения ствола скважины от вертикали, системы разработки и сетки скважин.

Для установления зависимости изменения стоимости строительства скважины кустовым методом от указанных выше факторов исследовались фактические и расчетные показатели из проектных документов по строительству наклонных скважин на месторождениях Западной Сибири и их кустованию с макси-

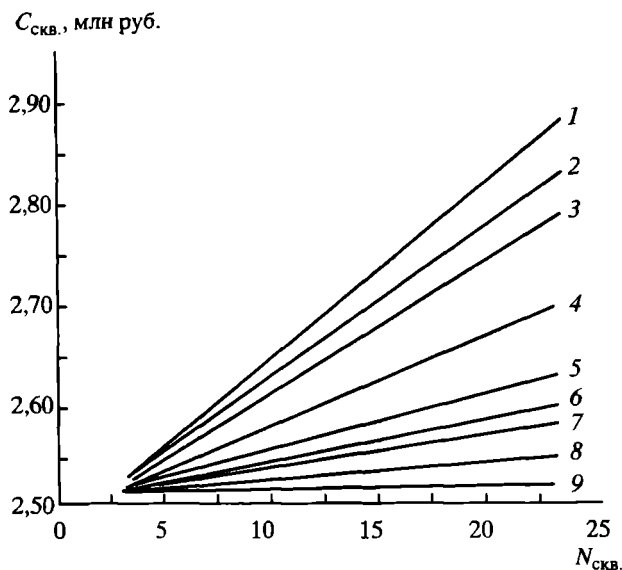


Рис. 8. Зависимость стоимости бурения скважины ($C_{\text{скв.}}$) от количества скважин в кусте ($N_{\text{скв.}}$) при разных плотностях сеток скважин (1-9), га/скв.:

1 – 64, 2 – 56, 3 – 49, 4 – 36, 5 – 25, 6 – 20, 7 – 16, 8 – 9, 9 – 4

мально допустимым числом скважин в кусте – 24 (3 батареи по 8 скважин в каждой), принятых на основании Инструкции по безопасному производству буровых работ в кусте, при отклонении от вертикали не более 1000 м, к средней глубине залегания продуктивного объекта 2300–3000 м и фактически сложившейся средней стоимости 1 м проходки с выделением из них части затрат, увеличивающихся с изменением глубины бурения (рис. 8).

Стоимость подъезда к кусту определена исходя из его протяженности на одну скважину в зависимости от различной площади, приходящейся на скважину и стоимости 1 км строительства подъезда на суходоле, болоте и озере. Из результатов расчета, представленных на номограмме, следует, что удельная стоимость строительства подъезда с укрупнением куста и уплотнением сетки скважин уменьшается, наименьшее ее значение приходится на сушу с возрастанием соответственно на болоте и озере (рис. 9, а–г), табл. 6.

Стоимость строительства основания в зависимости от количества скважин в кусте рассчитана при ширине площадки одиночной скважины 60 м и длине 80 м с расстоянием между устьями

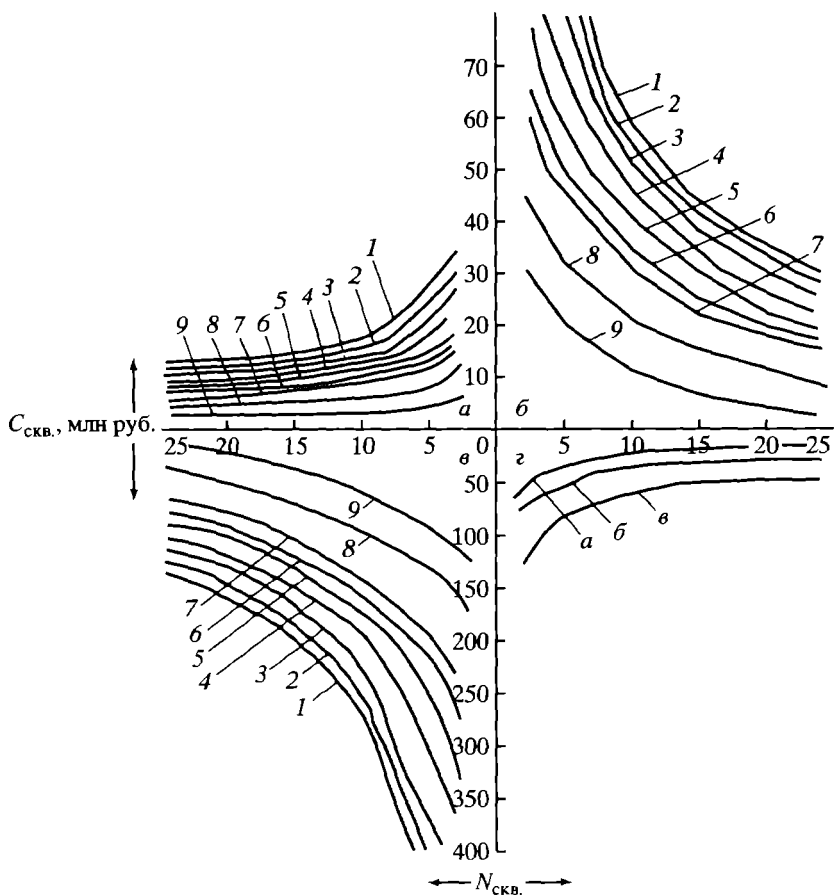


Рис. 9. Зависимость стоимости ($C_{\text{скв.}}$) строительства подъезда к кусту скважин на суше – «а», болоте – «б», озере – «в» (на 1 скв.) и строительства основания под куст (на 1 скв.) – «г» от числа скважин в кусте ($N_{\text{скв.}}$) при разных плотностях сеток скважин (1–9), га/скв.:

1 – 64, 2 – 56, 3 – 49, 4 – 36, 5 – 25, 6 – 20, 7 – 16, 8 – 9, 9 – 4

скважин в кусте 5 м и между батареями – 50 м. Из зависимости стоимости основания от количества скважин в кусте следует, что с увеличением скважин в кусте его удельная стоимость снижается и наименьшие значения приходятся на сушу (см. рис. 9, а). Глубина скважины, а следовательно, и стоимость ее строительства при укрупнении куста возрастают, так как растет отклонение ствола скважины от вертикали, т.е. увеличиваются его длина и стоимость бурения. Результаты исследования зависимости стоимости бурения скважин от количества их в кусте при различной плотности

Длина подъезда к кусту скважин в зависимости от количества скважин в кусте при различной плотности сеток, м

Количество скважин в кусте	Плотность сетки			Количество скважин в кусте	Плотность сетки		
	36 га/скв.	25 га/скв.	16 га/скв.		36 га/скв.	25 га/скв.	16 га/скв.
2	400	350	250	10	215	180	135
3	350	300	233	11	209	173	127
4	320	275	200	12	200	162	121
5	290	250	184	13	194	154	115
6	267	225	170	14	189	146	109
7	250	214	157	15	187	139	103
8	231	200	150	16	181	131	97
9	222	189	144				

сеток скважин показывают, что с укрупнением куста и разрежением сетки стоимость бурения скважины возрастает в среднем до 10% (см. рис. 8).

5. Содержание нормативов и норм эксплуатационных расходов по экономическим элементам в инвестиционных проектах

Экономически обоснованный расчет и калькулирование себестоимости добычи нефти и газа должны опираться на систему технико-экономических норм и нормативов материальных, трудовых и денежных затрат, отвечающих требованиям научно-технических решений с соблюдением социальных условий труда и охраны окружающей среды при освоении нефтяных месторождений.

Группировка нормативов затрат по элементам предназначена для выявления всех планируемых, проектируемых и фактических расходов на производство продукции по видам. Указанная группировка отличается от группировки затрат по статьям тем, что в ней все затраты (включая комплексные) распределяются по видам, характеризующим их экономическое содержание [3, 8, 9, 20, 22].

Затраты на производство при их проектировании и учете группируются по элементам расходов:

- сырье и основные материалы (за вычетом возвратных отходов);
- вспомогательные материалы;
- топливо;
- энергия;
- фонд оплаты труда;
- отчисления от фонда труда в социальные фонды;
- амортизация основных фондов;
- прочие расходы.

Состав затрат, относимых к каждому из элементов, изложен ниже.

Сырье и основные материалы включают стоимость нефти и газа, расходуемых на выработку продуктов стабилизации в установках по стабилизации и комплексной подготовке нефти.

Вспомогательные материалы – стоимость покупных материалов, используемых для обеспечения нормального технологического процесса (реагенты и материалы, расходуемые при ремонте

скважин, обессоливании, обезвреживании и стабилизации нефти) или расходуемых на другие производственные и хозяйственные нужды (содержание, ремонт и эксплуатация оборудования, зданий, сооружений, нефте- и газопроводов и других основных фондов), стоимость глубинных штанговых насосов, запасных частей для ремонта оборудования, износ инструментов, приспособлений, спецодежды и других малоценных и быстроизнашивающихся предметов, стоимость покупной воды, потребляемой при подготовке нефти и ремонте скважин, выработке пара и расходуемой на другие производственные и хозяйственные нужды.

В этот элемент затрат включается стоимость нефти, потребляемой на собственные технологические нужды (например, при промывке скважин при их ремонте) и списываемой в виде потерь при ее подготовке, хранении, транспортировке (перекачке).

Топливо включает стоимость всех видов топлива, включая нефть и газ собственной добычи, расходуемого на технологические цели (кузнечные, термические и др.), для выработки всех видов энергии (электрической, тепловой, сжатого воздуха, кислорода и т.п.), на отопление зданий, а также потребляемого агрегатами и транспортными средствами (тракторами-подъемниками, заливочными агрегатами, тракторами и автомашинами всех видов), принадлежащими нефтегазодобывающему предприятию.

Энергия включает стоимость всех видов покупной энергии (электрической, тепловой, сжатого воздуха и др.), расходуемой на технологические, двигательные, осветительные и другие промышленно-производственные и хозяйственные нужды.

В этот же элемент расходов включается стоимость покупной воды, закачиваемой в пласт с целью искусственного поддержания пластового давления, а также стоимость газа собственной добычи, потребляемого при компрессорном и безкомпрессорном газлифтном способе извлечения (добычи) нефти и для поддержания пластового давления. Расходы на производство электроэнергии, пара, воды, сжатого воздуха и других видов энергии, вырабатываемых самим нефтегазодобывающим предприятием, а также на трансформацию и передачу покупной энергии до места ее потребления в стоимость покупной энергии не включаются, а отражаются по соответствующим элементам затрат.

Стоимость электроэнергии, получаемой со стороны и принимаемой станцией нефтегазодобывающего предприятия на общий распределитель для отпуска в производство, непромышленным цехам и другим организациям, включается в затраты на производство. На основании удельных норм расхода и утвержденных тарифов на электроэнергию (со стороны) проводится расчет энергетиче-

ческих затрат по технологическим процессам (механизированная добыча, закачка воды, газа, подготовка, транспортировка, ремонт и др.) с использованием утвержденных тарифов.

Оплата труда – основная и дополнительная заработная плата промышленно-производственного персонала предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством. В том случае, когда производственные рабочие, инженеры и техники-технологи обслуживают только газовые скважины, их основная заработная плата относится на себестоимость природного газа по прямому признаку. «Дополнительная заработная плата производственных рабочих» включает выплаты, предусмотренные законодательством о труде, за непроработанное на производстве (неявочное) время: оплата очередных и дополнительных отпусков (резерв на оплату отпусков), компенсация за неиспользованный отпуск, оплата льготных часов подростков, оплата перерывов в работе кормящих матерей, выплаты вознаграждений за выслугу лет, оплата за время проезда до места использования отпуска и обратно работником, трудящимся в отдаленных местностях, и др.

Отчисления на социальные нужды включают отчисления в фонды: пенсионный, занятости, медицинского и социального страхования по установленным нормам от суммы основной и дополнительной заработной платы. Заработная плата основная и дополнительная с отчислениями определяется исходя из размера среднегодовой заработной платы промышленно-производственного персонала и величины удельного расхода рабочей силы на скважину. При этом удельный расход рассчитывается по вариантам разработки в зависимости от соотношения объемов фонтанной и механизированной добычи с учетом коэффициентов, учитывающих изменения от плотности сетки скважин (рис. 10).

Амортизация скважин включает амортизационные отчисления на полное восстановление, производимые по действующим нормам, дифференцированным по видам основных фондов и стоимости нефтяных, газовых, оценочных, наблюдательных и контрольных скважин. Амортизационные отчисления от стоимости нагнетательных и поглощающих скважин включаются в статью «Расходы по искусственному воздействию на пласт». Амортизационные отчисления от стоимости скважин производятся в соответствии с действующим положением о порядке начисления и использования амортизационных отчислений по

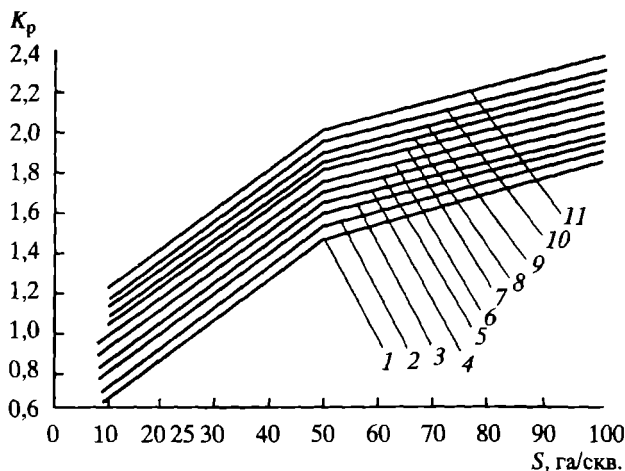


Рис. 10. Коэффициент изменения удельного расхода рабочей силы (K_p) в зависимости от плотности сетки скважин (S) и удельного веса способа эксплуатации – от 100%-ного фонтанного до 100%-ного механизированного

1–11 – уменьшение фонтанного и рост механизированного способов эксплуатации скважин на каждые 10%

основным фондам и о порядке временной консервации и ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение.

При этом необходимо иметь в виду основные особенности амортизационных отчислений. Начисление амортизации на полное восстановление производится по установленным нормам: по нефтяным скважинам – в течение 15 лет, по газовым скважинам – 12 лет, независимо от фактического срока их службы.

Не производятся амортизационные отчисления по нефтяным и газовым скважинам, временно законсервированным в установленном порядке, в течение всего времени консервации до ввода этих скважин в эксплуатацию.

По ликвидированным скважинам амортизационные отчисления на полное восстановление производятся до полного погашения их первоначальной (балансовой) стоимости, т.е. до истечения установленного 15- и 12-летнего начисления амортизации соответственно для нефтяных и газовых скважин.

Разведочные скважины, давшие нефть или газ и вводимые в промышленную эксплуатацию, а также для использования в качестве контрольных, нагнетательных и поглощающих, зачисляются в основные фонды по сметной стоимости текущего года строительства (бурения) эксплуатационных скважин.

Прочие расходы – все затраты, которые не могут быть отнесены ни к одному из перечисленных выше элементов. К ним относятся: командировочные расходы, подъемные, налоги и сборы, арендная плата, стоимость услуг, оказываемых сторонними транспортными, геофизическими организациями, расходы, связанные с транспортировкой продукции от товарного парка до магистрального нефтегазопровода, затраты на научно-исследовательские и опытные работы, а также конторские и почтово-телеграфные расходы.

В связи с необходимостью определения себестоимости нефти и газа по технико-экономическим факторам затраты группируются путем распределения их на условно-постоянные, условно-переменные и амортизационные отчисления для выявления связи с условиями производства, с изменениями в технике и технологии добычи.

К условно-постоянным относятся расходы, размер которых при изменении добычи существенно не изменяется. Условно-переменными считаются расходы, размер которых возрастает или уменьшается в соответствии с изменениями каждого вида продукции, работ и услуг (сырье, вспомогательные материалы, топливо, энергия), потребляемых на технологические нужды.

Таким образом, нами был создан методический подход, позволяющий применить корректирующие коэффициенты к любому сметному и фактическому уровню удельных затрат, отражая закономерность их изменения по стадиям проектирования разработки месторождений и плотностям сеток скважин по технологическим вариантам и новым методам воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи.

Альтернативный уточненный подход к формированию дифференцированных удельных нормативов капитальных и эксплуатационных затрат при проектировании разработки в бурение, обустройство и добычу по месторождениям не только способствует повышению достоверности определения предстоящих на перспективу инвестиций, но и обеспечивает более надежный выбор оптимальных вариантов, снижая при этом проектно-финансовый риск.

6. Нормативно-налоговая система и ее совершенствование на базе рентной теории стоимости извлекаемых запасов углеводородов

Совершенствование нормативно-налоговой системы и механизма ее реализации в нефтегазовой отрасли должно быть направлено на стимулирование разведки и эффективное освоение месторождений. Взимание налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) с дифференциацией рентной ставки налога и применением льготного налогообложения должно обеспечить повышение нефтеотдачи и рентабельность разработки низкопродуктивных и трудноизвлекаемых запасов с учетом величины рентного дохода. На высокопродуктивных и крупных месторождениях величина природного рентного дохода на единицу добываемой продукции значительно выше, чем на менее продуктивных, низкодебитных средних и мелких залежах. Этими природными, объективными особенностями предопределяется необходимость применения различных дифференцированных ставок налога на добываемые углеводороды и использование соответствующей нормативной базы, отражающей льготы по уплате НДПИ применительно к истощенным, обводненным и трудноизвлекаемым запасам, расположенным в сложных природно-климатических и горно-геологических условиях.

В США, Великобритании, Норвегии и некоторых других странах существующая шкала налога с рентного дохода изменяется в зависимости от объема суточной добычи нефти. Так, при добыче нефти до 60 тыс. баррелей в сутки (барр./сут) налог составляет 8% от цены реализации продукции, при добыче до 120 тыс. барр./сут – 12,5%, при добыче до 240 тыс. барр./сут – 14,5% и при добыче до 350 тыс. барр./сут – 16,6%. Практическое применение дифференцированных льготных ставок налога стимулирует рациональное использование низкодебитных скважин с продолжением срока эксплуатации истощенных месторождений и обеспечивает дополнительные поступления в бюджет за счет налога на прибыль.

В настоящее время в условиях благоприятной конъюнктуры мировых цен на нефть практическая работа нефтяных компаний,

к сожалению, направлена в основном на интенсивный отбор (добычу) ранее разведанных запасов. Их наличие и отсутствие системы и механизма гибкого налога с рентного дохода на добычу полезных ископаемых позволяет недропользователям осуществлять выборочную разработку залежей, при которой эксплуатируются наиболее продуктивные залежи и объекты многопластовых месторождений с остановкой (консервацией) низкодебитных скважин. В мировой практике бездействующий фонд добывающих скважин не превышает 10%. По России неработающий дорогостоящий фонд добывающих скважин составляет около 30% их общего количества. И, как следует из данных официальных источников, наблюдается тенденция их дальнейшего роста.

Российские компании, нарушая лицензионные и проектные решения, продолжают останавливать эксплуатацию скважин с невыработанными, утвержденными запасами, что ведет к их разубоживанию и нарушению проектной системы разработки с преждевременным обводнением продуктивных объектов и в итоге к снижению коэффициентов нефтеотдачи.

Внесенные в 2007 г. дополнения и поправки в Налоговый кодекс Российской Федерации (далее – НК РФ) относительно НДС являются недостаточными и касаются освоения только некоторых новых месторождений Якутии, Иркутской области и Красноярского края, где практически только начинается разработка. Поэтому новые налоговые льготы с нулевой ставкой НДС сроком на 10 лет пока слабо реализуются. Что касается вновь предусмотренных в НК РФ применений льготных понижающих коэффициентов НДС на 30% при эксплуатации истощенных месторождений с выработкой запасов более чем на 80%, предполагается дифференцированный учет добычи и дебитов скважин. Однако известно, что практически во всех российских компаниях отсутствует необходимое оборудование для раздельного дифференцированного учета добываемой продукции по отдельным скважинам и участкам. Это, естественно, ставит под сомнение практическую реализацию данного льготного налогообложения. При отсутствии указанного выше оборудования требуется огромный капиталоемкий объем работы по строительству узлов сбора продукции для раздельного учета. При этом дополнительные инвестиции для строительства и переобустройства узлов раздельного учета, как показывают расчеты специалистов, превышают предполагаемые налоговые льготы. Поэтому принятые дополнения в НК РФ и механизм реализации налоговых льгот относительно НДС для стимулирования проведения разведки и освоения новых месторождений, а также для дальнейшей эффективной эксплуатации малodeбитных скважин

на разрабатываемых залежах и при освоении трудноизвлекаемых (дорогостоящих) запасов пока не выполняют своего основного назначения, и выборочное освоение ранее разведанных запасов будет продолжаться, бездействующий дорогостоящий фонд добывающих скважин расти при снижении коэффициентов нефтеотдачи [14, 23].

Таким образом, проблематичным для нефтедобывающей промышленности России, и особенно для истощенных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, остается вопрос дальнейшего совершенствования налогового механизма. Действующий налог на добычу полезных ископаемых не отражает дифференциальной ренты, не учитывает ее изменение при разных дебитах скважин и выработанности запасов по стадиям разработки месторождений. При этом нефтегазодобывающие организации не экспортируют продукцию и зачастую бывают убыточными. На наш взгляд, необходимо вернуться к уплате роялти, отмененной в 2002 г., и согласно мировой практике дифференцировать его по объемам добычи дебитам скважин, продуктивным залежам и ввести целевые отчисления на проведение геолого-разведочных работ (ВМСБ), а также учесть рекомендации по вводу налогов с 1 т разведанных запасов. Принятие вместо трех конкретных налогов одного не вносит ясности в оценку перспектив развития нефтегазодобычи и нуждается в публичном обсуждении с дальнейшим совершенствованием.

В нефтегазодобывающей отрасли продолжает осуществляться переход на более гибкую систему налогообложения недропользователей, включая использование механизма на условиях соглашения о разделе продукции (СРП). Основная цель использования налогообложения на условиях СРП заключается в том, чтобы обеспечить эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов в сложных природно-геологических условиях, где при обычном налоговом режиме разработка нового месторождения является убыточной [14, 16, 20].

Практическое применение налогообложения на условиях СРП с привлечением иностранных инвесторов хорошо себя зарекомендовало в Китае, Вьетнаме, Казахстане, Азербайджане. В России экономический методический механизм практической реализации СРП недостаточно разработан, не адаптирован к рыночным условиям и к особенностям отечественного нефтегазодобывающего производства. Существующие разные методические подходы не дают однозначных и надежных результатов, являются несопоставимыми, что затрудняет принятие решения об экономической целесообразности реализации инвестиционных проектов.

В связи с этим, а также из-за несоблюдения интересов государства по принятым пяти проектам разработки практическое использование СРП временно приостановлено.

В соответствии с положениями «О соглашениях о разделе продукции» и при наличии лицензии, удостоверяющей право пользования участком недр, решаются два главных вопроса, приобретающих силу закона. Это, во-первых, выделение максимального процента (доли), идущего на покрытие затрат за счет выручки (без налога на добычу), и, во-вторых, распределение доходной (прибыльной) продукции между государством и инвестором. На основании соглашения инвестору (русской или иностранной компании) предоставляются государством на определенный срок исключительные права на проведение работ по поиску, разведке и добыче углеводородного сырья на месторождениях.

В рамках соглашения компания возмещает понесенные затраты частью добытой нефти, называемой «компенсационной продукцией». Эта величина определяется исходя из максимального процента произведенной продукции, но она не должна превышать 75%, а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации – 90% общего количества продукции. Оставшаяся часть продукции (прибыльная нефть) распределяется между государством и частной компанией в определенном долевом соотношении согласно заключенному между сторонами договору. При этом доля государства не должна составлять меньше 32%. Инвестор освобождается от выплаты налогов, сборов и иных обязательных платежей в государственно-территориальные и местные структуры, которые заменяются разделом продукции, за исключением платежей налога на добычу нефти и налога на прибыль.

С учетом изложенных выше положений и обобщения зарубежного опыта была разработана и апробирована на расчетах одного из месторождений морского шельфа экономико-математическая модель оценки вариантов разработки на условиях СРП, учитывающая методические особенности соглашения. В предлагаемом методическом подходе экономического обоснования проекта учитываются особенности формирования капитальных вложений и нормативов по направлениям затрат в условиях бурения скважин и обустройства месторождений с ледостойкой стационарной платформы со свайным основанием, установкой опорного блока и размещением на нем жилого модуля. Для сбора и хранения нефти проектируются резервуары на платформе, а также осуществляется подготовка нефти до товарной кондиции с использованием малогабаритных нефтеперерабатывающих установок. Для транспорти-

ровки подготовленной нефти применяется танкер, установленный на нефтеотгрузочном терминале, с последующей доставкой до порта назначения.

Предлагаемая альтернативная модель на условиях СРП является логическим продолжением экономической методики комплексной оценки проектирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений при полном налогообложении. Для оценки вариантов был сохранен многокритериальный подход, где основными критериями оценки вариантов являются величина потока денежной наличности, чистый дисконтированный доход инвестора, доход государства и прибыльная продукция [20].

Под прибыльной продукцией понимается разница между выручкой от реализации продукции на внутреннем и внешнем рынках за вычетом той части, которая идет на уплату налога на добычу, и величиной компенсационной продукции на покрытие необходимых затрат инвестора. Прибыльная продукция подлежит распределению между инвестором и государством. Расчет прибыльной продукции ($\Pi_{п_i}$) производится по следующей формуле:

$$\Pi_{п_i} = V_i - H_{доб_i} - K_{п_i}, \quad (1)$$

где V_i – выручка от реализации продукции; $H_{доб_i}$ – налог на добычу полезных ископаемых; $K_{п_i}$ – величина компенсационной продукции.

Поток денежной наличности включает долю прибыльной продукции инвестора за вычетом разницы ($\Delta\Pi_i$) между компенсационной продукцией и необходимыми затратами (3_i). Расчет критерия производится по следующей формуле:

$$CF_i = A_1 \Pi_{п_i} - \Delta\Pi_i, \quad (2)$$

где A_1 – доля инвестора.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается по формуле:

$$ЧДД_i = CF_i' [1/(1+E)]^t, \quad (3)$$

где E – норматив приведения; t – текущий год разработки.

В необходимые затраты входят капитальные вложения производственного и непроизводственного назначения, эксплуатационные расходы без амортизации, сгруппированные в условно-постоянные, условно-переменные. Расчет осуществляется по следующей зависимости:

$$Z_i = Z_{к_i} + Z_{к_{нi}} + Z_{эp_i} - A_i^n. \quad (4)$$

Доход государства ($D_{г_i}$) складывается из установленной договорным соглашением доли прибыльной продукции и налогов в

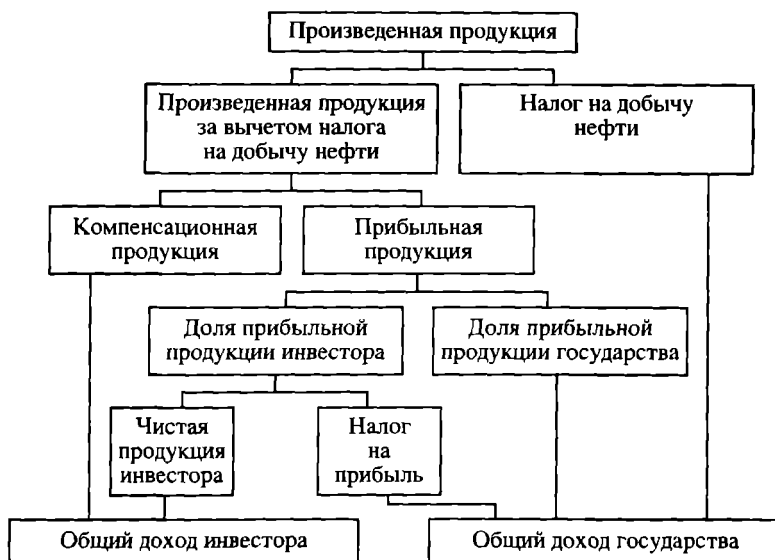


Рис. 11. Схема экономических расчетов при СПП

государственно-территориальные органы. В него входит налог на добычу полезных ископаемых и налог на прибыль. Расчет производится по следующей формуле:

$$Д_{г.} = А_2 + П_{п.} + Н_{доб.} + Н_{п.}, \quad (5)$$

где A_2 – доля государства, $H_{п.}$ – налог на прибыль.

Укрупненная схема расчета по указанной выше методике представлена на рис. 11.

Следует пояснить, что сдерживающими факторами проведения геологоразведки и освоения запасов нефти и газа российского континентального шельфа являются труднодоступность, сложность обустройства, высокие затраты и действующая налоговая система. Из полученных результатов оценки варианта разработки следует, что рассчитанный с учетом полного налогообложения вариант неэффективен. Оценка этого же варианта с применением модели налогообложения на условиях СПП обеспечивает положительный доход инвестора и государства, что свидетельствует об эффективности проектного решения (рис. 12). При этом экономическая оценка варианта разработки по модели СПП была проведена при 70% максимального покрытия затрат (компенсации) за счет реализованной нефти, а также при распределении прибыльной продукции между государством и инвестором соответственно 50 и 50%.

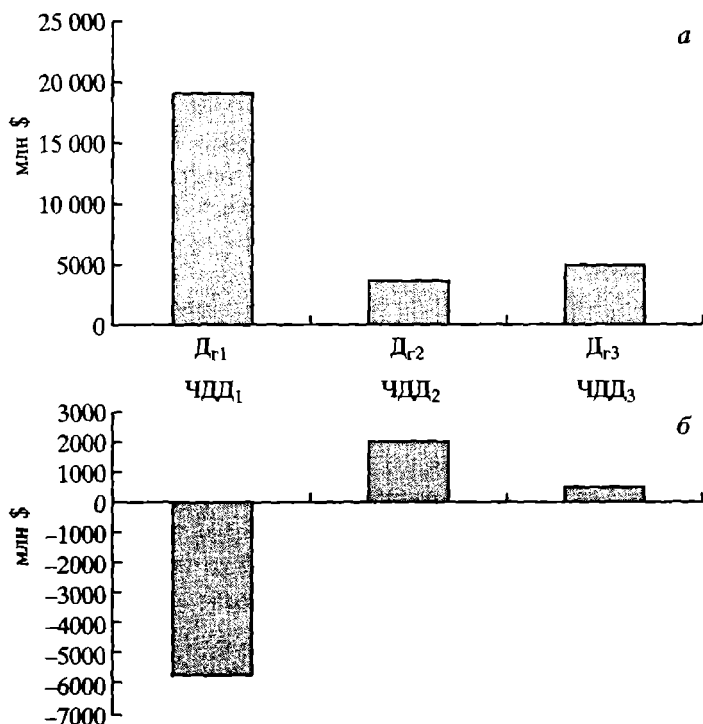


Рис. 12. Значение дохода государства и инвестора при различных моделях налогообложения

a – значение дохода государства (D_r) при полном налогообложении (1), льготном (2) и режиме СРП (3); *б* – значение дохода инвестора (ЧДД) при полном налогообложении (1), льготном (2) и режиме СРП (3)

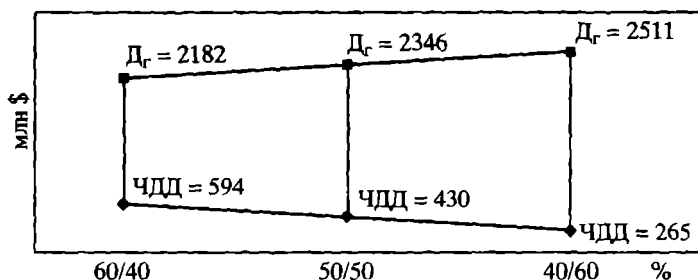


Рис. 13. Распределение дисконтированного дохода между государством (D_r) и инвестором (ЧДД) при 70% компенсации

Для определения закономерностей изменения дохода государства и инвестора на условиях СРП были также проведены расчеты для других условий выделения компенсационной продукции, идущей на покрытие затрат и распределение доходной нефти. При этом в соответствии с Законом о недропользовании проводили исследования диапазона изменения максимального покрытия затрат от 90 до 40% и распределения прибыльной продукции от 40 до 60% для инвестора (табл. 7). Все расчеты проводились при действующих затратах и устойчивой цене на нефть с реализацией продукции на внешний рынок.

По результатам оценки и из данных графика видно, что государство как хозяин ресурсов и запасов при всех вариантах реализации продукции, идущей на покрытие затрат инвестора, и при фиксированном распределении прибыльной нефти всегда получает доход более 50% без каких-либо финансовых затрат и проектного риска (рис. 13).

Необходимо отметить, что максимальная величина дохода государства приходится на минимальные компенсационные условия для инвестора – при 40, 50, 60%, что свидетельствует о противоречивости интересов партнеров. Известно, что при отрицательных потоках денежной наличности проектные решения по вариантам следует исключать из рассмотрения. Было также установлено, что именно при 70% покрытия затрат целесообразно принимать решения, которые приведут к согласованным и взаимовыгодным интересам государства и инвестора. Принятый процент продукции, выделенной на покрытие затрат при наибольшем значении дисконтированного потока денежной наличности, в первые годы обеспечивает более надежную финансовую самостоятельность инвестора при вводе новых залежей в разработку. Из этого следует, что указанная выше целесообразная граница компенсационной продукции не должна быть сдерживающим фактором для государства при принятии взаимно согласованного проектного решения, реально разрешимого только при договоренности с государством, готовым получить несколько меньшую долю прибыли от ввода месторождения в эксплуатацию, но не потерять ее вообще при отклонении инвестиционного проекта.

Для проверки наших рекомендаций были проведены расчеты по другому критерию – внутренней норме рентабельности (IRR), которые подтверждают правильность решений. А именно, при 50 и 40% компенсации и распределении 40 и 60% соответственно между инвестором и государством IRR принимает значения от 13 до 10%, что свидетельствует о возможном уровне для принятия решения о вводе месторождения в разработку. Результаты также

Экономические показатели в зависимости от процентного распределения прибыльной продукции между инвестором и государством

Процент распределения прибыльной продукции в пользу инвестора, %		Процент распределения прибыльной продукции в пользу государства, %	Чистый дисконтированный доход инвестора ЧДД, млн \$	Внутренняя норма рентабельности IRR, %	Дисконтированный доход государства, млн \$	Решение
Максимальное покрытие затрат инвестора 90%						
1	60	40	609	21,80	2166	Наилучшее
2	50	50	449	19,30	2326	Хорошее
3	40	60	289	16,50	2486	Возможное
Максимальное покрытие затрат инвестора 80%						
4	60	40	603	21,60	2172	Наилучшее
5	50	50	442	19,00	2333	Хорошее
6	40	60	281	16,20	2494	Возможное
Максимальное покрытие затрат инвестора 70%						
7	60	40	593	21,20	2182	Хорошее
8	50	50	429	18,60	2346	Хорошее
9	40	60	265	15,70	2510	Возможное
Максимальное покрытие затрат инвестора 60%						
10	60	40	579	20,60	2196	Хорошее
11	50	50	410	17,90	2365	Возможное
12	40	60	241	14,90	2534	Возможное
Максимальное покрытие затрат инвестора 50%						
13	60	40	547	19,60	2228	Хорошее
14	50	50	370	16,80	2405	Возможное
15	40	60	193	13,70	2582	Возможное
Максимальное покрытие затрат инвестора 40%						
16	60	40	427	17,60	2348	Возможное
17	50	50	220	14,10	2555	Возможное
18	40	60	13	10,30	2762	Неприемлемое

показывают, что из всех возможных решений наиболее привлекательными для инвестора являются 60% величины прибыльной продукции при 70% компенсации (см. табл. 7).

При этом государство как хозяин недр при всех рассмотренных выше условиях раздела продукции, идущей на покрытие затрат, получает доход, а значит, оно должно быть заинтересовано в практической реализации инвестиционных проектов по модели СРП с целью повышения эффективности разработки новых низкопродуктивных месторождений в сложных природно-климатических и геологических условиях.

Следует отметить, что результаты исследований по модели налогообложения на условиях СРП и полученные графические зависимости могут быть рекомендованы как типичные закономерности для принятия конкретных проектных решений и экспертных оценок при разработке труднодоступных запасов нефти по месторождениям морского шельфа и формировании прогноза развития добычи нефти на перспективу.

Таким образом, соблюдение взаимовыгодных экономических интересов государства и недропользователя на законодательно-регламентированной основе с проведением качественной экспертизы инвестиционных проектов разработки месторождений с использованием СРП по изложенной методике обеспечит их эффективную практическую реализацию.

7. Обоснование удельных нормативов затрат для технико-экономической оценки методов увеличения нефтеотдачи в проектах разработки месторождений

Современный этап разработки месторождений характеризуется ухудшением структуры и качества запасов, преждевременным падением нефтеотдачи, с одной стороны, и появлением новых технологий и методов, позволяющих более эффективно извлекать нефть из пластов, с другой стороны. В этих условиях особую важность приобретает определение методов и принципов качественной оценки инвестиционных проектов с обоснованием нормативной базы на стадиях разведки и разработки месторождений с применением новых методов и технологий увеличения/повышения нефтеотдачи по низкопродуктивным и обводненным пластам, а также по залежам с трудноизвлекаемыми запасами.

Из зарубежной практики проектирования разработки месторождений (США, Канада и др.) известно, что закачка газа в низкопродуктивные пласты занимает одно из ведущих мест среди методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Применение этого метода позволяет не только повысить полноту извлечения доказанных запасов, но и рационально использовать попутный газ, не сжигая его в факелах и решая при этом экологическую проблему по снижению выбросов газа в атмосферу.

Рост цен на нефть и благоприятная рыночная конъюнктура позволяют нефтедобывающим компаниям России интенсифицировать добычу нефти, которая в настоящее время пока еще опережает темпы прироста разведанных запасов. В связи с этим перспективы внедрения проектов закачки газа и водогазовых смесей становятся реальной возможностью для осуществления технологически эффективных, но капиталоемких методов освоения трудноизвлекаемых невыработанных запасов (например, уникальное Самотлорское нефтегазовое месторождение). Вместе с тем появляется серьезная экономическая проблема целесообразности больших инвестиций для организации процесса закачки газа, для которого требуются новые дорогостоящие компрессоры, высоко-

производительные газопроводы, скважины специальной конструкции. Это неизбежно снижает экономическую эффективность МУН, для оценки которых требуются методические и нормативные решения, адаптированные к условиям нефтяного рынка.

Для оценки технико-экономической эффективности методов увеличения нефтеотдачи при закачке газа и водогазовой смеси разработаны: методический подход, нормативная основа, алгоритмы расчета и программный продукт [5, 20].

Методический подход предусматривает, что закачка различных вытесняющих агентов рассматривается как самостоятельный вариант воздействия на пласт. Поэтому расчеты экономических показателей по вариантам с закачкой газа и водогазовых смесей проводятся на базе основной методики экономического обоснования с учетом многокритериальной оценки извлечения запасов при освоении нефтяного и нефтегазового месторождения. Использование этого подхода при закачке газа и водогазовой смеси является основой для определения доходов нефтяной компании и государства как с обычным заводнением, принятым за базу сравнения, так и с закачкой газа и водогазовых смесей, учитывающих особенности формирования затрат при воздействии на пласт и в качестве самостоятельного процесса, и в дополнение к методу заводнения. На базе основных экономических расчетов по вариантам определяются также технико-экономические показатели дополнительной добычи нефти, обусловленной закачкой газа и водогазовых смесей, как разница между показателями вариантов, предусматривающих этот процесс, и варианта с обычным заводнением (или естественным режимом добычи) [20].

При расчете экономических показателей и определении удельных норм и нормативов затрат в вариантах, предусматривающих эти методы, учитываются особенности формирования дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат.

Капитальные вложения, связанные с закачкой газа или водогазовых смесей, в основном учитываются в объектах поддержания пластового давления с расчетом затрат по удельному нормативу на 1000 м^3 закачиваемого газа и для закачки воды по удельному нормативу на 1 м^3 .

Затраты в вариантах при закачке в пласт газа и водогазовых смесей в отличие от обычного заводнения включают нормативы дополнительных затрат на компрессорные станции, газопроводы высокого и низкого давления, пункты по осушке и распределению газа.

Капитальные вложения в объекты сбора и транспорта нефти и газа включают дополнительные затраты, связанные с расширением

ем системы за счет возрастания газового фактора в процессе эксплуатации и очистки газа от капельной нефти, для чего требуется дополнительная сепарация (согласно обоснованию).

По остальным направлениям затрат – оборудование добывающих скважин под эксплуатацию, подготовка нефти, сброс подтоварных вод, дорожное строительство, базы и оборудование, не входящие в сметы строек, – нормативы такие же, как при обычном заводнении.

При закачке газа и водогазовых смесей возрастают затраты на бурение газонагнетательных скважин, так как к конструкции этих скважин предъявляются повышенные требования относительно герметичности эксплуатационной колонны. В зависимости от рекомендаций, учитывающих особенности бурения, стоимость строительства скважины повышается от 30 до 50% (по данным специалистов по бурению).

При расчете эксплуатационных расходов по вариантам, предусматривающим закачку газа и водогазовых смесей в отличие от вариантов обычного заводнения, определяется удельная норма затрат на закачку 1000 м³ газа, включающая: стоимость закачиваемого газа и обогащающей жидкости, исходя из их потребностей и стоимости единицы (цены), амортизационные отчисления с дополнительных капитальных вложений на ремонт, а также текущие расходы на обслуживание компрессорной станции и газопроводов (заработная плата с отчислениями, материалы, топливо и прочие расходы).

Определение нормативов затрат, связанных с закачкой газа, проводится с учетом источников газоснабжения, принятых в проекте. Потенциальными источниками газа являются: попутный газ разрабатываемых нефтяных месторождений, газ из газовой шапки нефтегазовых, газовых месторождений и газ от газоперерабатывающих заводов. Если источником газоснабжения является попутный газ, то в затраты включают обычную систему сбора газа с дополнительными расходами на компрессорную станцию с газопроводом. При использовании газа газовой залежи и газовых месторождений учитываются дополнительные затраты на бурение газовых скважин, на магистральный газопровод и дожимные компрессорные станции. При обогащении закачиваемого газа определяется стоимость газопровода и продуктопровода (рис. 14, 15).

Впервые этот методический подход и обоснованные нормативы капитальных и эксплуатационных затрат апробированы для экономической оценки закачки углеводородных газов по группе пластов АВ на опытном участке Самотлорского месторождения,

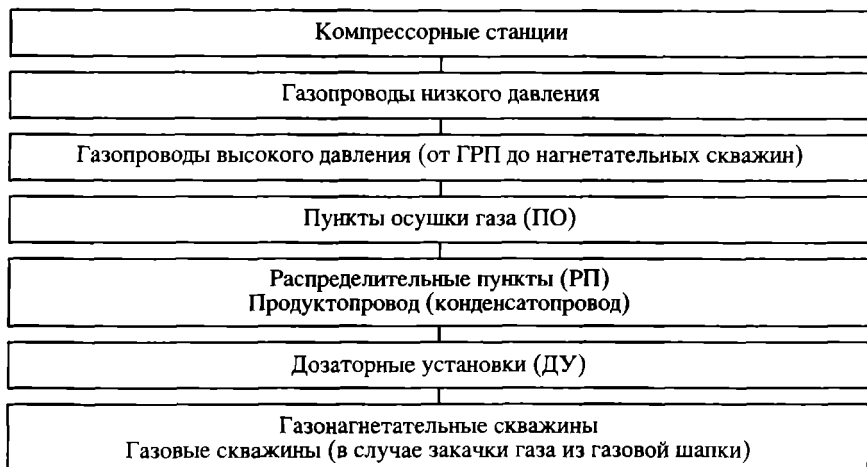


Рис. 14. Формирование нормативов затрат капитальных вложений при закачке газа в пласт

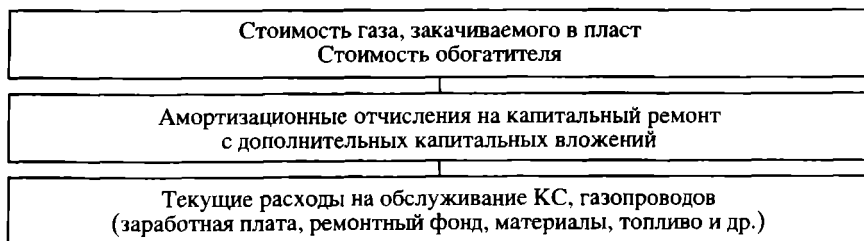


Рис. 15. Формирование нормативов эксплуатационных затрат при закачке газа в пласт

где разработка с применением обычного заводнения практически исключается из-за низкой проницаемости коллекторов. Экономические расчеты были выполнены для вариантов площадной семиточечной системы с разной плотностью сеток скважин от 16 до 49 га/скв., с использованием в качестве вытесняющих агентов попутного газа и газа из межпромыслового газопровода.

Для оценки вариантов применен многокритериальный подход с расчетом экономических показателей разработки месторождения. Это чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности и индекс доходности. Основным из них является величина чистого дисконтированного дохода, отражающая накопленные потоки денежной наличности. Экономическая сущность критерия основывается на рыночной категории – стоимости запасов (активов), заключенных в недрах и доказанных геолого-

разведкой, которые должны эффективно использоваться с целью получения максимального дохода.

Расчеты и сравнение технико-экономических показателей по опытному участку разработки низкопродуктивных пластов группы АВ Самотлорского месторождения показали, что, несмотря на дополнительные затраты, закачка в пласт газа высокого давления вместо сеноманской воды обеспечивает повышение нефтеотдачи до 10% с уменьшением срока разработки и снижением проектного риска по оптимальному варианту разработки. При этом фактические технико-экономические показатели разработки пластов группы АВ на опытном участке несколько лучше проектных.

Этот методический подход был применен при составлении проекта разработки и экономической оценки закачки углеводородных газов на одном из месторождений Сирии.

В составе капитальных вложений были учтены затраты на бурение 22 новых добывающих и 11 нагнетательных скважин, их оборудование под эксплуатацию и наземное обустройство. На стадии составления проекта по закачке CO_2 в объекты обустройства были включены расходы на расширение и реконструкцию действующей системы сбора и транспорта, на подготовку нефти и газа, на автоматизацию и на строительство дорог к новым скважинам. Были определены затраты на новое строительство компрессорной станции, дожимных насосных станций и газопроводов. На основании технико-технологических параметров разработки варианта с закачкой газа и принятой схемы обустройства были определены удельные нормативы по капитальным и эксплуатационным затратам исходя из стоимости компрессорной станции с компрессором фирмы «Дрессер Кларк». При формировании комплексного норматива капитальных вложений на закачку газа были учтены затраты на бурение трех газовых скважин и их оборудование, так как источником газоснабжения является газ из газовой шапки.

В нормативе эксплуатационных расходов учтены стоимость закачиваемого в пласт газа, амортизация газовых скважин, компрессорной станции и другого оборудования, текущий ремонт и обслуживание. Общая стоимость проекта закачки CO_2 составила 49,4 млн \$.

На основании проведенных экономических расчетов установлено, что закачка в пласт газа высокого давления по варианту месторождения Алиан обеспечила повышение нефтеотдачи до 10,6% при накопленном максимальном ЧДД, равном 96,7 млн \$, и норме рентабельности свыше 30% (рис. 16).

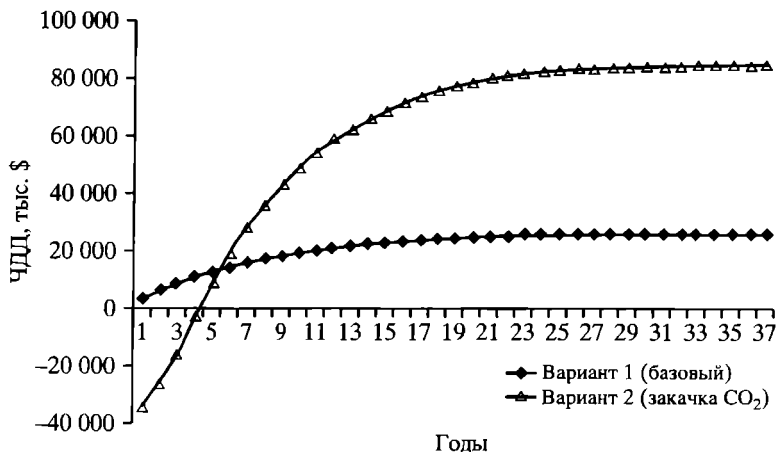


Рис. 16. Динамика накопленного чистого дисконтированного дохода (ЧДД) по базовому варианту и варианту с закачкой газа на месторождении Алиан, Сирия

Таким образом, полученные результаты оценки метода закачки газа для повышения нефтеотдачи по изложенной методике и нормативам свидетельствуют о прогрессивности метода и технико-экономической целесообразности его внедрения на месторождениях России и за рубежом.

8. Альтернативный подход к обоснованию нормативов затрат при разработке месторождений на морском шельфе

В России в настоящее время проведение геолого-разведочных работ и разработка месторождений традиционными методами на суше стали значительно сложнее и дороже из-за объективных особенностей истощения и ухудшения структуры и качества невозобновляемых углеводородов в условиях отставания прироста запасов от темпов добычи нефти.

В основном районе нефтедобычи Западной Сибири крупные высокопродуктивные месторождения находятся на стадии падающей динамики добычи обводненной нефти. В этих условиях дальнейшее приращение ресурсов и их освоение осуществляется как за счет небольших залежей нефти, так и за счет трудноизвлекаемых невыработанных запасов с применением дорогостоящих нетрадиционных технологий бурения, новой техники добычи и методов повышения нефтеотдачи.

Вместе с тем горно-геологические условия нефтедобывающей отрасли по мере извлечения природных ресурсов из недр в мировой практике разработки месторождений и у нас в стране действуют как закономерный удорожающий фактор стоимости добычи нефти (товара). При этом известно, что лучшие, доступные «дешевые» запасы уже извлечены из числа разведанных, и в дальнейшем требуются дополнительные затраты на добычу продукции, спрос и потребность на которую увеличиваются и диктуют цену.

Из стратегии развития топливно-энергетического комплекса до 2020 г. и статистических данных на перспективу следует, что Россия обладает крупными по размерам потенциальными углеводородными ресурсами морского шельфа, которые составляют более 20% общего объема Мирового океана. В XXI в. они должны стать основой развития и освоения труднодоступных ресурсов и запасов нефти и газа в условиях природного риска.

В связи с этим необходимо ускорить работы по изучению и проведению сейсмических работ, поисково-разведочного и экс-

плуатационного бурения, созданию новых технологий, технических средств, принципов, методов и нормативной основы для проектирования разработки месторождений морского шельфа. В настоящее время на шельфе России пробурено всего около 200 скважин. Для сравнения на шельфе Норвегии пробурено более 800 поисково-разведочных скважин, и она сейчас входит в семерку крупнейших производителей нефти и газа в мире, занимая третье место по экспорту нефти. В Норвегии освоение шельфа морских месторождений осуществляется ведущими компаниями мира с сохранением и защитой национальных интересов, т.е. норвежскому обществу предоставляется больше доходов и материальных благ от результатов деятельности нефтяной промышленности [7, 19, 23, 26, 27].

Сейчас, когда для России решается проблема ускорения разведки и освоения континентального шельфа, положительный норвежский опыт разработки месторождений, находящихся в сложных природно-климатических условиях, представляет большой технико-технологический и эколого-экономический интерес при составлении инвестиционных проектов. В частности, для освоения северо-восточной части Баренцева моря, где находятся уникальное газоконденсатное Штокмановское месторождение и нефтяное Кравцовское месторождение, а также часть шельфа Печорского моря (районы Приразломного и Медынского нефтяных месторождений) и шельф Карского моря (Русановское и Ленинградское месторождения).

Рост цен на нефть и благоприятная рыночная конъюнктура позволяют нефтегазодобывающим компаниям в этих условиях вкладывать значительные инвестиции в разведку и освоение месторождений на морском шельфе.

При экономическом обосновании капиталовложений учитываются особенности формирования нормативной основы по направлениям капитальных затрат в конкретных условиях бурения скважин и обустройства месторождений: ледостойкая стационарная платформа со свайным основанием, опорный блок с размещенным на нем жилым модулем. Для сбора и хранения нефти предусмотрены резервуары на платформе; нефть доводится до товарной кондиции с использованием малогабаритных нефтеперерабатывающих установок. Для транспортировки подготовленной нефти применяется танкер, установленный на нефтеотгрузочном терминале с последующей доставкой продукции до порта назначения.

Указанные особенности бурения и специфика нефтегазового строительства объектов добычи на стационарной платформе включены дополнительно в структуру расчета капитальных,

эксплуатационных затрат и нормативной основы при проектировании разработки месторождения на суше. Составлена модель расчета экономических показателей, нормативов затрат, критериев оценки вариантов разработки и программный продукт на основании действующих отраслевых руководящих документов и рекомендаций по принятию решений, учитывающих особенности размещения, проектирования и строительства объектов на нефтяном шельфе.

При определении капитальных вложений по направлениям нефтепромыслового обустройства также рассчитываются затраты непроизводственного назначения в социальную сферу с учетом требований по охране окружающей среды. Эксплуатационные расходы определяются по однородным экономическим элементам затрат с распределением на условно-постоянные и условно-переменные.

Как уже отмечалось, одним из сдерживающих факторов проведения геологоразведки и освоения запасов нефти и газа российского континентального шельфа являются недоступность, сложность обустройства, высокие затраты и несовершенство действующего налогового законодательства. С помощью введенного в 2002 г. налога на добычу полезных ископаемых вместо трех ранее действующих налогов: платы за пользование недрами, на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акциза на нефть и газовый конденсат – государство изымает у производителей большую часть рентного дохода (более 80%), обусловленного природными факторами, а не производственной деятельностью. При этом порядок исчисления введенного унифицированного налога во всех проектах жестко привязан только к мировым ценам на нефть (сорта Urals). Такой «плоский» подход не способствует совершенствованию недовольствительного механизма налогообложения, а ведет к упрощению федерального контроля за исчислением и получением налога на пользование общенародными природными ресурсами и запасами, обладающими объективной стоимостью и рентным доходом.

Апробация комплексной методики экономической оценки и нормативной базы проведена при освоении опытного участка Приразломного месторождения при реализации нефти по наиболее устойчивой на перспективу цене на нефть. Модель расчета приведена в главе 6. При этом результаты оценки показали, что разработка опытного участка является экономически эффективной.

Для компаний, ведущих разведку и добычу в условиях труднодоступности и высокого риска, развитие и ускоренное освоение месторождений шельфа со значительными ресурсами и запасами углеводородов являются реальным и эффективным резервом стабилизации и роста отечественной добычи.

9. Принципы и методика организации нормативно-информационной базы данных по разрабатываемым месторождениям

Возросший объем аналитических работ по месторождениям, находящимся в разработке, и необходимость решения конкретных задач технико-экономического проектирования с использованием уточненных нормативов на базе фактических данных предопределили создание информационной базы данных по каждому месторождению в погодовой динамике с начала освоения, являющейся основой для продолжения расчетов по вариантам в проектах разработки в автоматизированном режиме.

Достижение запланированного уровня добычи нефти по стране будет обеспечено как вводом в разработку сравнительно низкодебитных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, расположенных в неблагоприятных условиях освоения, так в основном и дальнейшем усовершенствовании действующих систем разработки на эксплуатируемых месторождениях с внедрением мероприятий по интенсификации добычи нефти и новых методов повышения нефтеизвлечения, решаемых в проектах разработки с привлечением фактических показателей развития месторождения.

Фактические технико-экономические показатели разработки по месторождениям, вышедшим на проектный уровень добычи, основной вклад средств в которые практически завершен, являются исходной базой для проведения технико-экономического анализа разработки и уточнения нормативов затрат по основным направлениям нефтепромыслового обустройства, оборудования, не входящего в сметы строек, бурения скважин и эксплуатационных расходов (см. рис. 1).

Однако, как следует из данных существующих форм статистической отчетности и годовых отчетов нефтедобывающих предприятий, такая фактическая, экономическая и нормативная информация по месторождениям в них практически отсутствует [6, 12, 24].

Необходимость экономических показателей по эксплуатируемым месторождениям для решения конкретных задач про-

ектирования в динамике привела к разработке принципов и методики распределения суммарных годовых фактических затрат предприятия по отдельным месторождениям, в них входящим. В основе распределения этих затрат лежат основные требования общероссийских и отраслевых положений и учет особенности методики формирования нормативов, созданных для экономической оценки разработки месторождений Западной Сибири и других месторождений России с возможностью функционирования информационной модели базы данных в автоматизированной системе проектирования.

Созданием информационной базы фактических данных завершается разработка методологии комплексного подхода к экономической оценке геолого-технологических решений по вариантам в конкретном проектировании разработки по месторождениям, имеющим историю освоения и необходимость обеспечения дальнейшего эффективного освоения остаточных промышленных запасов нефти.

Создание с учетом основополагающих подходов методического приема распределения (расчетным путем) основных экономических показателей по месторождениям с автоматизацией вычислительных операций и программным обеспечением является важным достижением, впервые выполненным в отраслевой практике проектирования.

Организация информационной модели базы данных по месторождениям базировалась на ретроспективном фактическом анализе, обобщении и систематизации отчетных экономических показателей с привлечением основных технологических параметров. Были составлены алгоритмы распределения капитальных вложений и эксплуатационных расходов, а также рассчитаны удельные нормативы затрат. Структура функциональных зависимостей, входящих в информационную модель, довольно проста (месторождение–год–показатели) и соответствует требованиям отраслевых методических разработок.

Источником создания нормативно-информационной базы данных, содержащей фактические капитальные вложения по месторождениям, послужили экономические показатели существующей статистической отчетности предприятия по вводу в действие основных фондов и структуре капитальных затрат (форма 2КС) с прилагаемой к ней расшифровкой по незавершенному строительству объектов, а также материалы из так называемых конъюнктурных обзоров по производственному и непроизводственному строительству. Иными словами, направления капитальных вложений, которые выделены при распределении затрат как по

прямому признаку (на указанное в отчете месторождение), так и пропорционально с использованием технологических показателей (долей от общих затрат), представлены в схеме распределения с указанием объектов строительства и видов работ, включенных в соответствующую группу затрат (табл. 8).

Капитальные вложения в бурение эксплуатационных нефтяных и газовых скважин, нагнетательных и других вспомогательных скважин взяты из приложения к форме 2КС и распределены по месторождениям пропорционально фактическому метражу бурения с определением стоимости скважины.

Для учета капитальных вложений в нефтепромысловое обустройство являются отчетные данные предприятия из формы 2КС и приложений к ней. Для уточнения пообъектных удельных затрат по месторождениям использованы расшифровки из конъюнктурных обзоров.

Капитальные вложения в оборудование, не входящее в сметыстроек и удельные нормативы, определены по месторождениям, исходя из затрат, представленных в отчетных формах 2КС, и имеющегося фонда фактических эксплуатационных скважин по предприятиям и соответствующим месторождениям.

Результаты распределения фактических капитальных затрат по разрабатываемым месторождениям оформлены в виде компьютерных распечаток.

При составлении проекта разработки (или другого вида документа и потребителей) по конкретному месторождению динамика фактических капитальных вложений рассчитывается по экономико-математическим алгоритмам и сохраняется на диске в виде отчетных форм.

Суммарные фактические капитальные вложения по месторождениям, вышедшим на максимальный годовой уровень добычи нефти, являются основой для обоснования нормативов удельных затрат как на новое строительство, так и на расширение действующих нефтепромысловых объектов.

За основу разработки и организации информационной базы данных, содержащей эксплуатационные расходы на добычу нефти для распределения по месторождениям, принята отчетная смета затрат по нефтегазодобывающим предприятиям с расшифровкой однородных экономических элементов, позволяющих учесть результаты их хозяйственной деятельности по единому экономическому принципу с возможностью выхода на конечные стоимостные результаты.

Условно-переменные однородные экономические элементы (т.е. сырье и основные материалы, вспомогательные материалы,

Схема распределения фактических капитальных вложений предприятия по месторождениям

Направления капитальных вложений	Виды работ, объекты строительства
<i>I. Бурение</i> – вложения распределяются пропорционально метражу бурения по месторождениям, входящим в предприятие <i>II. Нефтепромысловое строительство</i> 1. Оборудование и обустройство скважин под эксплуатацию – вложения распределяются пропорционально скважинам с учетом способностей добычи 2. Сбор и транспорт нефти и газа: прямые затраты – относятся на конкретное месторождение по прямому признаку общие затраты – распределяются на соответствующие месторождения пропорционально проектному уровню добычи жидкости и газа 3. Подготовка нефти и очистные сооружения 4. Поддержание пластового давления: прямые затраты	Бурение эксплуатационное и разведочное (скважины добывающие нефтяные, газовые, нагнетательные, резервные, вспомогательные) Обустройство скважин при механизированной добыче, при переводе фонтанной скважины на мехдобычу: обустройство устьев нефтяных (газовых) скважин, монтаж электроцентробежных насосов (ЭЦН), станков-качалок, комплекс объектов по переводу скважин на газлифтную эксплуатацию – компрессорные станции, нефтепроводы, газопроводы, манифольды Комплексный сборный пункт (КСП), дожимная насосная станция (ДНС), напорные нефтепроводы, нефтесборные сети, замерные установки (ЗУ), выкидные линии, шлейфы, обустройство первоочередных участков, кустов, пробная эксплуатация, сепарационные установки, газопроводы, вакуумная компрессорная станция для транспорта газа III степени сепарации, газозамерная станция, врезка в газопровод, установки осушки газа на ДНС и КСП Межпромысловые и магистральные нефтепроводы, центральный товарный парк (ЦТП) на несколько месторождений; межпромысловые и магистральные газопроводы Комплекс установки подготовки нефти (УПН), технологические трубопроводы; пеногенераторная, термохимическая установка (ТХУ); пенопровод; площадка буферных емкостей; очистные сооружения УПН; резервуары-отстойники Обустройство устьев нагнетательных скважин; напорные водоводы; кустовые и блочные насосные станции (КНС, БКНС); водозаборные сооружения, включая скважины; монтаж гребенок; водоводы пластовой воды от очистных сооружений до КНС; водораспределительные пункты, водоводы высокого давления

Направления капитальных вложений	Виды работ, объекты строительства
общие затраты – распределяются пропорционально проектному уровню закачки воды	Магистральные водоводы от водозаборов; насосные подтоварной воды на центральный резервуарный парк (ЦРП)
5. Прочее обустройство: электроснабжение и связь, автоматизация и телемеханизация, автомобильное строительство, базы, промводоснабжение и т.д. Общие затраты распределяются пропорционально вводу в разработку нефтяных (газовых) скважин	Трансформаторные подстанции, линии электропередачи и связи; линии контроля и телемеханики, внешние сетки КИП и АиВТ; автомобильные дороги на территории месторождения, подъездные автодороги к месторождению, к кустам скважин, лежневые дороги; базы на месторождении (по ремонту и обслуживанию электросетей и электрооборудования, по ремонту контрольно-измерительных приборов (КИП), базы комплектации и т.д.), водоводы для нужд промводоснабжения, канализационные сооружения и пр., линии электропередачи и подстанции для электроснабжения баз; межпромысловые и магистральные автодороги; база производственного обслуживания, база управления капремонта и текущего ремонта скважин и т.д.), а также другие организации объединения
III. Затраты в оборудование, не входящее в сметы строек, не требующее монтажа – распределяются пропорционально вводу скважин месторождений, входящих в предприятие	Оборудование, не входящее в сметы строек предприятия

топливо, энергия), указанные в отчете нефтегазодобывающего предприятия, распределяются по месторождениям пропорционально соответственно годовым объемным показателям по закачке воды, добыче жидкости, в том числе механизированным способом, и добыче нефти с использованием действующих удельных норм и ставок.

Заработная плата основная и дополнительная промышленно-производственного персонала (с отчислениями на социальное страхование), амортизация основных фондов и прочие производственные расходы являются условно-постоянной группой расходов и распределяются по месторождениям пропорционально действующему фонду эксплуатационных скважин. Для амортизации распределение осуществляется с учетом выбывших скважин, на которые износ не начисляется. Схема распределения факти-

Схема распределения фактических эксплуатационных затрат по месторождениям

Наименование однородных элементов	Содержание расходов
1. <i>Сырье и основные материалы</i> – стоимость нефти и газа, расходуемых на выработку продуктов стабилизации в установках по стабилизации и комплексной подготовке нефти	Плата за воду для поддержания пластового давления
2. <i>Вспомогательные материалы</i> – стоимость покупных материалов, используемых для обеспечения нормального технологического процесса (реагенты и материалы, расходуемые при ремонте скважин, обессоливании, обезвоживании и стабилизации нефти) или расходуемых на другие производственные и хозяйственные нужды (содержание, ремонт и эксплуатация оборудования, зданий, сооружений, нефте- и газопроводов и других основных фондов), стоимость глубинных штанговых насосов, запасных частей для ремонта оборудования, износ инструментов, приспособлений, спецодежды и других малоценных и быстроизнашивающихся предметов, стоимость покупной воды, потребляемой при подготовке нефти и ремонте скважин, выработке пара и расходуемой на другие производственные и хозяйственные нужды	Стоимость вспомогательных материалов, реагентов, запасных частей
3. <i>Топливо</i> – стоимость всех видов топлива, включая нефть и газ собственной добычи, расходуемого на технологические цели (для кузнечных, термических и других печей), для выработки всех видов энергии (электрической, тепловой, сжатого воздуха, кислорода и т.п.), на отопление зданий, а также потребляемого агрегатами и транспортными средствами (тракторами-подъемниками, заливочными агрегатами, тракторами и автомашинами всех видов), принадлежащими нефтегазодобывающему предприятию	Стоимость нефти и газа и других видов топлива, расходуемого на производственно-технологические нужды
4. <i>Электроэнергия</i> – стоимость всех видов покупной энергии (электрической, тепловой, сжатого воздуха и др.), расходуемой на технологические, двигательные, осветительные и другие промышленно-производственные и хозяйственные нужды	Стоимость электроэнергии, потребляемой на производственно-технологические нужды, а также стоимость покупной энергии, подлежащей распределению по потребителям
5. <i>Заработная плата основная и дополнительная</i> с отчислениями на социальное страхование труда – основная и дополнительная заработная плата промышленно-производственного персонала предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выпла-	Фонд заработной платы с отчислениями на социальное страхование промышленно-производственного персонала

Таблица 9 (окончание)

Наименование однородных элементов	Содержание расходов
ты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством	
6. <i>Амортизация основных фондов</i> – включает амортизационные отчисления на полное восстановление, производимые по действующим нормам от стоимости нефтяных, газовых, оценочных, наблюдательных и контрольных скважин (амортизационные отчисления от стоимости нагнетательных и поглощающих скважин включаются в статью «Расходы по искусственному воздействию на пласт»). Амортизационные отчисления от стоимости скважин производятся в соответствии с «Положением о порядке начисления и использования амортизационных отчислений по основным фондам в народном хозяйстве» и «Положением о порядке временной консервации и ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение в установленном порядке»	Сумма амортизации на реновацию и капитальный ремонт скважин и прочих основных фондов
7. <i>Прочие производственные расходы</i>	Стоимость услуг сторонних организаций, транспортные расходы, услуги пусконаладочных организаций, аренда и другие расходы

ческих эксплуатационных затрат по месторождениям показана в табл. 9.

Создание информационной базы данных, содержащей фактические капитальные вложения и эксплуатационные расходы по месторождениям в систематизированном виде, с программным обеспечением позволяет воспроизводить историю экономических показателей разработки месторождения в динамике для функционирования автоматизированной системы. База данных обеспечивает надежную сохранность экономической информации по месторождениям с накоплением фактических показателей по годам.

10. К обоснованию нормативов капитальных вложений непроизводственного назначения в строительство социально-жилищных и культурно-бытовых объектов

Оценка и выбор вариантов разработки на всех стадиях составления проектных документов проводится в соответствии с требованиями отраслевой методики экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений по величине чистого дисконтированного дохода [6, 24]. Как следует из перечня затрат, указанных в этой методике, расчет критерия оптимальности используется с учетом капитальных вложений только промышленно-производственного назначения. Необходимые инвестиции в строительство непроизводственных объектов не учитываются, хотя доля этих затрат в среднем составляет более 30% в общей стоимости нефтедобывающего строительства. Отсутствие затрат в создание объектов непроизводственного назначения в общей сумме капитальных вложений ведет к занижению совокупных затрат в расходной части критерия, изменению экономической характеристики освоения запасов нефти, завышению прогнозируемых коэффициентов нефтеизвлечения, дезориентации в потребности инвестиций в разработку месторождения.

Альтернативный системный подход к управлению ресурсами и запасами нефти и газа месторождения предусматривает их комплексную оценку с учетом нормативов удельных затрат в социальное строительство на стадиях составления технологических схем, проектов разработки и технико-экономического обоснования к подсчету запасов нефти и коэффициента нефтеизвлечения.

Предлагаемые методические принципы по расчету капитальных вложений непроизводственного назначения в социальное развитие нефтедобывающих регионов предусматривают использование системы удельных нормативов и норм затрат по строительству непроизводственных объектов с учетом особенностей нефтедобывающего производственного процесса.

Методика определения удельных нормативов и алгоритмы расчета капитальных вложений непроизводственного назначения,



Рис. 17. Структура капитальных вложений непроизводственного назначения

составленные в силу практической потребности из-за их отсутствия в отрасли, позволяют исключить указанные выше недостатки в экономических расчетах по оценке и выбору варианта разработки, обеспечивая при этом их определение (как дополнение к методике расчета производственных капитальных затрат) в единой автоматизированной системе проектирования разработки месторождения.

Для определения капитальных вложений социального назначения в строительство жилья, социально-бытовых и культурных объектов необходимо в первую очередь определить численность работающих при освоении месторождения. Последние определяются исходя из сложившихся на перспективу удельных трудовых норм затрат промышленного и непромышленного персонала в расчете на добывающую скважину. При этом определяются и учитываются предстоящие объемы работ по вариантам в основных и вспомогательных производствах с последующим переходом к расчету численности населения и затем к определению потребности жилищных, социально-бытовых и культурных объектов и стоимости их строительства.

Разработанные методика и алгоритмы обеспечивают проведение расчета численности работающих в бурении, добыче, строительстве и прочих службах (транспорт, геофизика, УРСы и др.) с использованием нормативных показателей. На их основе определяется численность населения, включая нормы для семейных рабочих и одиночек (с учетом градообразующих коэффициентов). Далее следует расчет инвестиций в строительство объектов непроизводственного назначения, исходя из потребности в жилой площади, социальных и культурно-бытовых объектах и средней стоимости 1 кв. метра для нефтегазодобывающего региона (рис. 17).

Таким образом, рекомендуемые методические и нормативные решения по расчету капитальных вложений непроизводственного назначения в разработку месторождения и их учет в критерии оптимальности способствуют повышению качества прогнозируемых показателей и надежности проектных рекомендаций при составлении технологических схем, проектов, ТЭО кондиций к подсчету запасов нефти и КИН.

11. Унифицированные базы данных и знаний для хранения технико-экономических показателей по проектированию разработки месторождений нефти и газа

При проектировании разработки месторождений нефти и газа необходимо иметь многофункциональную базу данных (БД), включающую определенный объем как геолого-технологической, так и экономической информации и базу знаний (БЗ), содержащую расчетные аналитические зависимости для проведения многокритериальной технико-экономической оценки по проектированию вариантов разработки месторождений. Сложность заключается в начальном сборе информации и постоянном ее обновлении, так как каждое месторождение индивидуально и имеет свои геолого-технологические особенности разработки, различные варианты и нормативы капитальных и эксплуатационных затрат, а также налоговые модели.

Отметим, что БД и БЗ технико-экономических показателей (ТЭП) в настоящий момент функционируют в единой автоматизированной системе расчета ТЭП по вариантам разработки месторождений нефти и газа, созданной в Институте проблем нефти и газа РАН. Архитектура унифицированной БД технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождений нефти и газа показана на рис. 18. Под унификацией будем понимать системность представления и хранения исходной информации ТЭП в памяти компьютера.

В БД ТЭП входит БД шаблонов форм данных, которые выбираются для ввода данных в конкретную модель расчета. На основании их формируются рабочие шаблоны (табл. 10, 11). Эти шаблоны связаны между собой по специальной ссылке, а именно, по названию разрабатываемого месторождения на основании банка технологических показателей, генерируемого с помощью САПР по разработке месторождений.

Структура рабочих БД включает технологическую информацию по следующим показателям:



Рис. 18. Архитектура унифицированной БД ТЭП

- ввод скважин из бурения по годам – добывающих (вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных), нагнетательных, разведочных, резервных, газонагнетательных;
- годовой фонд скважин – добывающих, нагнетательных;
- годовые показатели закачки рабочего агента (воды, газа, водогазовых смесей, полимера и др.);
- годовая добыча углеводородного сырья – нефти, попутного и природного газа, жидкости, газоконденсата.

Экономические удельные нормы затрат формируются по основным направлениям.

1. *Удельные нормативы капитальных затрат* в геологоразведку, бурение скважин, обустройство; оборудование, не входящее в сметы строек для буровых организаций, предприятий нефтедобычи и прочих организаций; капитальные вложения непроизводственного назначения и вложения в охрану окружающей среды.

2. *Удельные нормативы эксплуатационных расходов* условно-постоянных и условно-переменных и нормы амортизационных отчислений на реновацию.

3. *Нормы налоговых платежей в составе эксплуатационных расходов и в цене*: налог на добычу полезных ископаемых, социальный налог (включает в себя отчисления в фонд социального и

Исходные переменные технологические показатели для экономических расчетов по варианту разработки

Показатель	Условия применения	Условные обозначения
Количество буримых добывающих скважин на конец года	$t = 1, \dots, t_{\text{пр}}$	dne_t
Количество буримых нагнетательных скважин для закачки воды на конец года		dnn_t
Количество буримых газонагнетательных скважин на конец года		$dnnng_t$
Количество буримых резервных и других вспомогательных скважин на конец года		dnr_t
Вводимое в эксплуатацию количество фонтанных скважин на конец года	$t = 1, \dots, t_{\text{пр}}$	$dnef_t$
Вводимое в эксплуатацию количество насосных скважин на конец года		$dnen_t$
Вводимое в эксплуатацию количество газлифтных скважин на конец года		$dngs_t$
Среднедействующее годовое количество эксплуатационных (добывающих) скважин	$t = 1, \dots, t_{\text{пр}}$	nd_t
Среднедействующее годовое количество скважин (добывающих + нагнетательных)		nd_t
Годовая добыча жидкости, млн т	$t = 1, \dots, t_{\text{пр}}$	ql_t
Годовая добыча нефти, млн т		qn_t
Годовая закачка воды, млн т		qz_t
Годовой объем сточных вод, млн т		qsv_t
Годовая добыча жидкости насосным способом, млн т		ql_t
Годовой объем закачиваемого газа, млн м ³		qzg_t
Годовой объем закачиваемого обогатителя, млн м ³	$t = 1, \dots, t_{\text{пр}}$	$qzra_t$
Расход газа на газлифтную эксплуатацию, млн м ³ /год		qgg_t
Годовая добыча газа, млн м ³		qg_t
Годовой прирост объема добычи жидкости, млн т	$Q_{ж_1}, \dots, Q_{ж}^{\max_t}$ $Q_{ж_t} \geq (Q_{ж_1}, \dots, Q_{ж_{t-1}})$ при $t = 1, dQ_{ж_t} = Q_{ж_1}$	$dQ_{ж_t}$

Таблица 10 (окончание)

Показатель	Условия применения	Условные обозначения
Годовой прирост объема добычи нефти, млн т	$Q_{n1}, \dots, Q_n^{\max_t}$ $Q_{n_t} \geq (Q_{n1}, \dots, Q_{n_{t-1}})$ при $t = 1, dQ_{n_t} = Q_{n1}$	dQ_{n_t}
Годовой прирост объема сточных вод, млн т	$Q_{св1}, \dots, Q_{св}^{\max_t}$ $Q_{св_t} \geq (Q_{св1}, \dots, Q_{св_{t-1}})$ при $t = 1, dQ_{св_t} = Q_{св1}$	$dQ_{св_t}$
Годовой прирост объема закачки воды, млн м ³	$Q_{зв1}, \dots, Q_{зв}^{\max_t}$ $Q_{зв_t} \geq (Q_{зв1}, \dots, Q_{зв_{t-1}})$ при $t = 1, dQ_{зв_t} = Q_{зв1}$	$dQ_{зв_t}$
Годовой прирост закачки обогатителя, млн м ³	$Q_{зо1}, \dots, Q_{зо}^{\max_t}$ $Q_{зо_t} \geq (Q_{зо1}, \dots, Q_{зо_{t-1}})$ при $t = 1, dQ_{зо_t} = Q_{зо1}$	$dQ_{зо_t}$
Годовой прирост объема газа на газлифтную эксплуатацию, млн м ³	$Q_{зг1}, \dots, Q_{зг}^{\max_t}$ $Q_{зг_t} \geq (Q_{зг1}, \dots, Q_{зг_{t-1}})$ при $t = 1, dQ_{зг_t} = Q_{зг1}$	$dQ_{зг_t}$

медицинского страхования, фонд занятости и пенсионный фонд), налог на землю и имущество, налог на добавленную стоимость, отчисления на транспорт продукции, экспортная пошлина, налог на прибыль.

Результаты нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат по нефтяным и нефтегазовым месторождениям показаны в Приложении (табл. П1–П3).

Отметим, что унифицированная БД связана с перечнем экономических моделей, в состав которых входят исходные данные. К таким моделям относятся:

- модель расчета ТЭП при полном налогообложении;
- модель расчета ТЭП при льготном налогообложении;
- модель расчета ТЭП на условиях СРП;
- укрупненная модель расчета ТЭП;
- экспресс-модель.

Модели представляют собой базу знаний расчета экономических показателей и являются файлами в формате двудольных семантических сетей (рис. 19).

Структура функциональной семантической сети состоит из множества взаимосвязанных компонентов. Каждый блок соответствует определенному классу, содержащему множество когнитивных карт (древовидных сетей), объединенных общей вершиной

Исходные нормативные показатели для экономических расчетов по варианту разработки

Показатель	Условные обозначения
<i>Для расчета капитальных вложений</i>	
Стоимость бурения вертикальной добывающей скважины, тыс. руб./скв.	HB1
Стоимость бурения наклонной добывающей скважины, тыс. руб./скв.	HB2
Стоимость бурения горизонтальной добывающей скважины, тыс. руб./скв.	HB3
Стоимость бурения нагнетательной скважины, тыс. руб./скв.	HB
Стоимость бурения газонагнетательных скважин, тыс. руб./скв.	HBRG
Стоимость бурения резервных скважин, тыс. руб./скв.	Зпрр
Норматив затрат в оборудование фонтанной скважины, тыс. руб./скв.	HFS
Норматив затрат в оборудование насосной скважины, тыс. руб./скв.	HNS
Норматив затрат в оборудование газлифтной скважины, тыс. руб./скв.	HGS
Норматив затрат в комплекс сбора и транспортировки нефти и газа, тыс. руб./скв.	HST
Норматив затрат на подготовку нефти, тыс. руб./т	HP
Норматив затрат на очистку сточных вод, руб./т	HSV
Норматив затрат на закачку воды, тыс. руб./скв.	HZ
Норматив затрат на закачку воды и газа в пласт, руб./м ³	HZG
Норматив затрат на закачку горячей воды, руб./т	HZV
Норматив затрат на закачку пара, руб./м ³	HZP
Норматив затрат на закачку щелочи, руб./т	HZS
Норматив затрат на закачку полимера или ПАВ, тыс. руб./скв. наг.	HZPL
Норматив затрат на закачку CO ₂ , руб./м ³	HZDR
Нормативы затрат по объектам общего назначения на вводимую скважину, тыс. руб./скв.	
) норматив затрат в строительство дорог (подъезды), тыс. руб./доб.скв.	HPRD
) норматив затрат в строительство баз, тыс. руб./доб.скв.	HPRB
) норматив затрат в строительство ЛЭП, тыс. руб./доб.скв.	HPRE
) норматив затрат в автоматику и телемеханику, тыс. руб./доб.скв.	HPRA
) норматив затрат в строительство объектов канализации и промв-снабжения, тыс. руб./доб.скв.	HPRDR
) норматив затрат в другие неучтенные объекты, тыс. руб./доб. скв.	HPRO

Показатель	Условные обозначения
Норматив затрат в оборудование, не входящее в сметы строек буровых организаций, тыс. руб./скв.	НОВ
Норматив затрат в оборудование, не входящее в сметы строек предприятий нефтедобычи, тыс. руб./скв.	НOD
Коэффициент для учета стоимости оборудования, не входящего в сметы строек прочих организаций, дол. ед.	КОВР
Коэффициент, учитывающий удельный вес стоимости спецоснований, стоимости строительства скважин, дол. ед.	K_{co}
Доля отчислений в строительно-монтажные работы, дол. ед.	S_m
Коэффициент, учитывающий опережающий вклад капитальных затрат в 1-й год обустройства в строительство дорог, ЛЭП и баз, дол.ед.	A_T
Коэффициент, учитывающий освоение капитальных вложений текущего года, дол. ед.	D_n
Норматив приведения, дол. ед. (дисконт.)	$E_{нз}$
Коэффициент изменения стоимости строительства скважины, учитывающий затраты на экологию, дол. ед.	KS
Норма капитальных вложений непроизводственного назначения тыс. руб./скв.	N
<i>Для расчета эксплуатационных затрат</i>	
Норма затрат в ремонтный фонд, тыс. руб./скв.	НАKRS
Норма оплаты труда ППП, основная и дополнительная, тыс. руб./скв.	HZPO
Норма расхода по прочим эксплуатационным затратам, тыс. руб./скв.	HERP
Норма расхода на вспомогательные материалы, руб./м ³ жидкости	HEM
Норма расхода на топливо, руб./м ³ жидкости	HET
Норма затрат на электроэнергию для добычи жидкости насосным способом, руб./м ³ жидкости	HEND
Стоимость газа для газлифтной добычи, руб./м ³ газа	HGG
Норма затрат на электроэнергию для закачки в пласт воды, руб./т воды	HEZ_
Норма затрат на закачку в пласт газа, руб./м ³	HZG_
Норма затрат на закачку в пласт горячей воды, руб./т	HZV_
Норма затрат на закачку в пласт пара, руб./т	HZP_
Норма затрат на закачку в пласт щелочи, руб./т	HZS_
Норма затрат на закачку в пласт полимера или ПАВ, руб./т	HZPL_
Норма затрат на закачку в пласт CO ₂ , руб./м ³	HZPR_
Норма затрат на электроэнергию для подготовки, транспортировки нефти и общепромысловые нужды, руб./т нефти	HEGTO
Срок амортизации скважин, годы	N_6

Таблица 11 (окончание)

Показатель	Условные обозначения
Срок амортизации объектов нефтепромышленного обустройства, годы	$N_{об}$
Срок амортизации прочих объектов нефтепромышленного обустройства, годы	$N_{обпр}$
Срок амортизации оборудования, не входящего в сметы строек предприятий нефтедобычи, годы	$N_{оба}$
<i>Для расчета выручки и налогов</i>	
Цена на нефть мировая, руб./т	C_{nm}
Цена на нефть внутренняя, руб./т	C_{nv}
Цена на газ внутренняя, руб./м ³	C_{gv}
Цена на газ внешняя, руб./м ³	C_{gm}
Доля распределения реализации нефти на внутреннем рынке	A_1
Доля распределения реализации нефти на внешнем рынке	A_2
Доля распределения реализации газа на внутреннем рынке	A_3
Доля распределения реализации газа на внешнем рынке	A_4
Налог на добычу полезных ископаемых дол.ед.	$HDOB$
Налог на имущество, ед.	$HNIM$
Плата за землю, руб./га	HNZ
Социальный налог, ед.	$HZPLS$
Другие отчисления и платежи, тыс. руб.	H_{np}
Таможенная пошлина, руб./т нефти	$HEX_$
Налог на добавленную стоимость, дол.ед.	$NDS_$
Отчисления на транспорт продукции (внешний рынок), руб./т нефти	$HTR_$
Налог на прибыль, дол.ед.	$Hpr_$

входа. Эти сети могут содержать возможные альтернативные варианты расчета множества экономических показателей. Значимость моделей определяется профессионалом-экспертом. Структура БЗ является иерархической, причем переход на следующий уровень иерархии осуществляется по определенному правилу, и так продолжается до тех пор, пока структура модели не станет явной. В результате мы получаем иерархию ориентированных семантических сетей, сформированных из множества расчетных моделей. Эту структуру можно преобразовать в программу, связанную с БД исходных показателей. Передача исходных данных из БД в расчетную программу осуществляется с применением OLE-технологии, позволяющей освободить пользователя от руч-

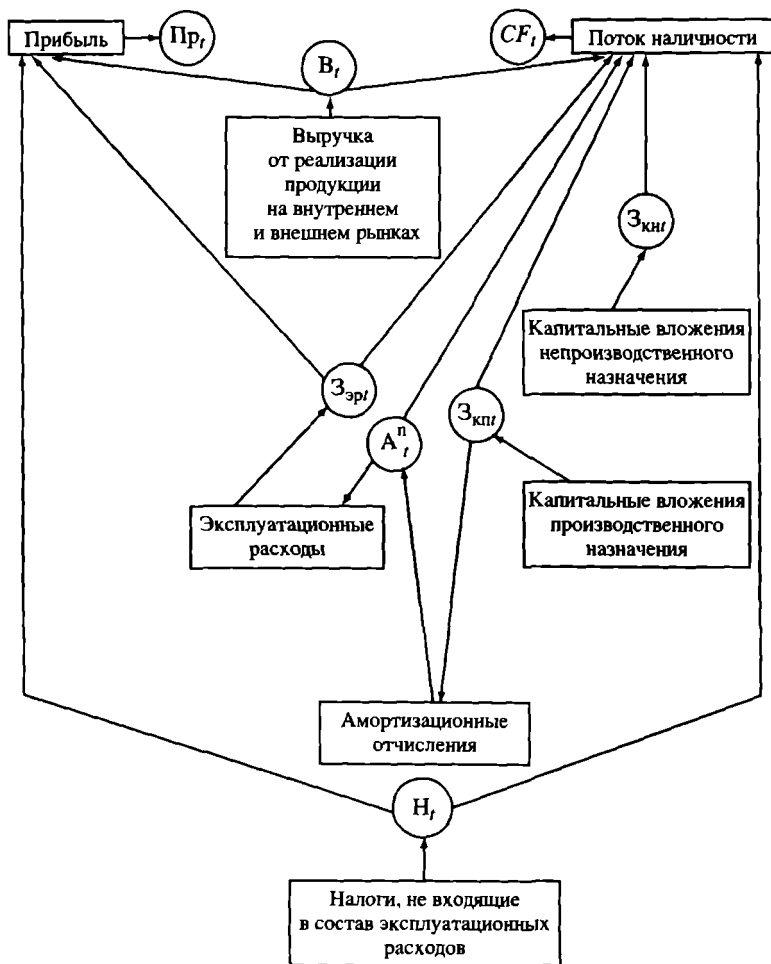


Рис. 19. Укрупненный вид ориентированной семантической сети в составе АС ТЭО МНГ

ного труда копирования информации. Фрагмент расчетной модели технико-экономических показателей при полном налогообложении приведен на рис. 22.

Одним из правил построения укрупненной сети является то, что она не претерпевает структурных изменений.

Формально укрупненную семантическую сеть можно рассматривать как функциональный E -граф и представить следующим образом:

$$E = (X, R, I, Q, M), \quad (6)$$

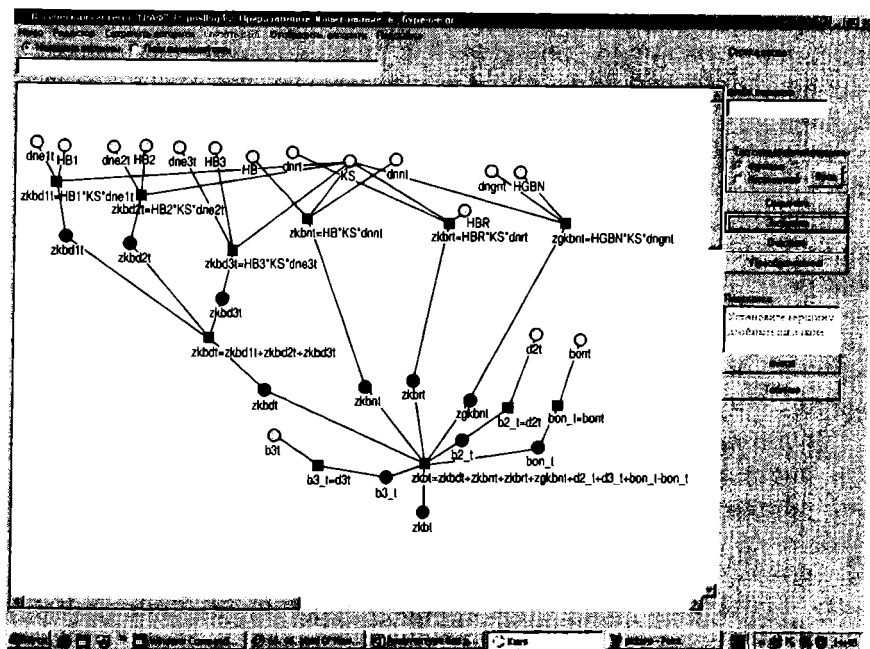


Рис. 20. Внешний вид интерфейса, содержащего семантическую сеть

где X – конечное множество вершин-параметров (атрибутов) моделируемой системы расчетов; R – конечное множество функциональных отношений между параметрами моделируемой системы; I – конечное множество известных параметров расчетной модели; Q – множество искомых параметров расчетной модели; M – функция маркировки вершин функциональной сети в форме целых чисел.

Характерной особенностью такого ориентированного графа является правило связи вершин друг с другом, где каждая вершина-отношение может иметь на входе не более одной дуги. Терминальные вершины, которые принадлежат множеству I , являются или нормативными показателями, или исходными технологическими данными, представленными в динамике по годам разработки и подключенными к унифицированной БД (см. табл. 11, 12).

Программный интерфейс, который осуществляет связь между базами, прост в использовании и показан на рис. 20.

Интерактивный диалог пользователя и интерфейса для построения семантических сетей можно представить следующей математической моделью.

Будем считать, что исходная проектируемая система расчетов – множество $S(M, t)$ – является базовой и формируется на

определенном множестве расчетных технико-экономических показателей – аналитических зависимостей (моделей) M , создаваемых пользователем в течение времени t , таких, что:

$$M = (M_1, M_2, \dots, M_k), \quad (7)$$

где M_k – определенная модель расчетов.

При этом элементом множества $S(M, t)$ может являться некоторая S_i система, полученная следующим операторным преобразованием:

$$S_i = f_i(M, t), \quad (8)$$

где f_i – оператор преобразования множества M в систему S_i за время t .

В дальнейшем возможно постепенное наращивание сложности системы расчетов пользователями диалоговой компьютерной системы. При этом дополнительные подсистемы, множества $S(\bar{M}, \Delta t)$, сформированные за время Δt на множестве моделей $\bar{M}$ (математических зависимостей, не входящих в базовую систему расчетов), аддитивно встраиваются в систему $S(M, t)$ так, что:

$$\bar{M} = (\bar{M}_1, \bar{M}_2, \dots, \bar{M}_n), \quad (9)$$

где $\bar{M}_n$ – определенная модель расчетов, не входящая в базовую систему $S(M, t)$. Элементом множества $S(\bar{M}, \Delta t)$ может являться некоторая S_j система, полученная следующим операторным преобразованием:

$$S_j = f_j(\bar{M}, \Delta t), \quad (10)$$

где f_j – оператор преобразования множества $\bar{M}$ в систему S_j за время Δt .

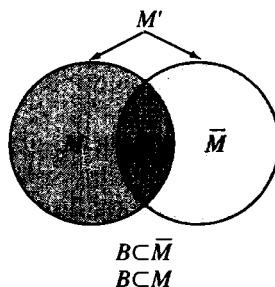
В результате такого наращивания получается модифицированная система – множество $S(M', t')$ на расширенном множестве математических зависимостей M' , сформированных за время t' , где $t' = t + \Delta t$ такая, что:

$$S(M', t') = S(M, t) \cup S(\bar{M}, \Delta t). \quad (11)$$

Следует отметить, что множество подмоделей $\bar{M}$ является конечным, а аддитивное наращивание базовой системы $S(M, t)$ не предполагает изменения структурных связей, существовавших до момента дополнения.

Проиллюстрируем это с помощью рис. 21, где показано, что множество M' решений задачи включает в себя общее множество B ($B = M \cap \bar{M}$), определяющее точки аддитивного перехода от базо-

Рис. 21. Графическая иллюстрация модели ведения диалога



вой системы – множества $S(M, t)$ – к множеству $S(\bar{M}, \Delta t)$ так, что:

$$B = (B_1, B_2, \dots, B_k), \quad (12)$$

где B_k – определенное множество точек перехода от базовой системы $S(M, t)$ к дополнительной системе $S(\bar{M}, \Delta t)$.

Покажем структуру базовой модели M более подробно (рис. 22). Множество M представлено функциональным E -графом, не пре-

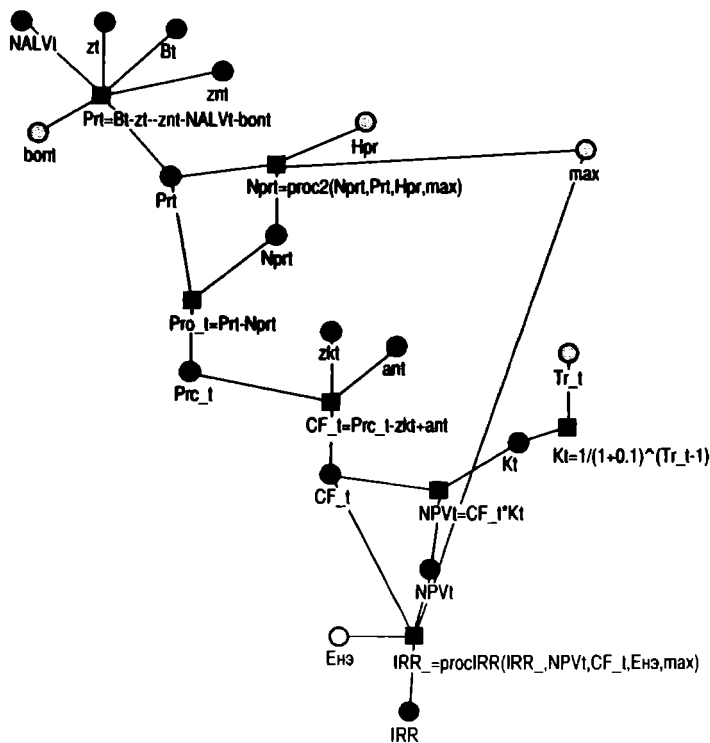


Рис. 22. Внешний вид интерфейса, содержащего расчет оценочных критериев

терпевающим структурных изменений в момент операторных преобразований, и содержит следующие вершины:

zkt – полные капитальные вложения производственного назначения;

znt – капитальные вложения непроизводственного назначения;

zt – полные эксплуатационные расходы;

ant – полные амортизационные отчисления;

$NALVt$ – налоги в цене;

Prt – прибыль до налогообложения;

$Nprt$ – налог на прибыль;

Prc_t – чистая прибыль;

CF_t – поток наличности CF ;

$NPVt$ – чистый дисконтированный доход;

Kt – дисконтирующая функция;

$IRR_$ – внутренняя норма рентабельности.

В заключение отметим, что множество $\bar{M}$ содержит следующие экономические модели: расчет выручки от реализации добываемых углеводородов, расчет капитальных вложений производственного и непроизводственного назначения, расчет эксплуатационных расходов, включая амортизационные отчисления на реновацию, а также налоговые отчисления и платежи.

Заключение

При отсутствии надежной нормативной базы, отвечающей современным требованиям рыночной экономики, и постоянно меняющихся ценовых показателей, был создан методический подход и обоснована нормативная база, позволяющие применить корректирующие коэффициенты к любому сметному и фактическому уровню удельных затрат и отражающие закономерность их изменения по стадиям проектирования разработки месторождений, плотностям сеток скважин по технологическим вариантам и новым методам воздействия на пласт.

В результате исследований были получены следующие научно-нормативные результаты для повышения качества проектирования разработки месторождений.

Впервые в отраслевой практике разработаны и апробированы в инвестиционных проектах на российских и зарубежных месторождениях обоснованные дифференцированные нормы затрат на базе рентной теории и товарно-денежных отношений, адаптированных к рыночной экономике, для оценки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Установлены закономерности изменения нормативов затрат и приведены зависимости их формирования с применением корректирующих коэффициентов по основным направлениям капитальных вложений с учетом стадий разработки, системам ППД, плотностям сеток скважин, многопластовым месторождениям, продуктивным залежам и способам эксплуатации скважин.

В практике проектирования и анализа разработки месторождений создан методический подход обоснования комплексного норматива затрат в бурение в зависимости от характеристики территории (суходолы, болота, озера) с определением капитальных вложений отдельно на строительство подъездов, оснований и бурения при индивидуальном и кустовом методах с учетом разных плотностей сеток скважин.

Формализация расчетов нормативов капитальных вложений проведена с выделением удельных затрат в стоимость строительно-монтажных работ. Стоимость СМР является важным технико-

экономическим показателем, определяющим потребную мощность строительных организаций, служит исходной базой для обоснования и внедрения индустриально-блочных методов строительства, ведущих к структурным изменениям нормативов за счет уменьшения доли СМР и повышения активной части основных фондов, а также для определения нормы затрат для создания резерва на ликвидационные работы после отработки запасов месторождения.

Дополнительно в составе удельных нормативов затрат предусмотрен учет затрат в объекты непроизводственного назначения на социально-жилищное и культурно-бытовое строительство. Отсутствие инвестиций в созданные инфраструктуры ведет к занижению совокупных затрат в разработку и обустройство при оценке освоения месторождения.

Разработанный методический подход к формированию нормативной базы данных по месторождениям с историей освоения, основной вклад средств по которым завершен, позволяет распределить фактические затраты предприятия по отдельным месторождениям пропорционально добывающим скважинам, объемам добычи нефти и является базой для анализа и обоснования нормативов затрат в расширение и подключение скважин к действующим объектам при составлении проектов разработки.

Разработанные принципы и методы формирования нормативов удельных капитальных и эксплуатационных затрат и их моделирование являются логическим продолжением предложенной авторами комплексной методологии оценки месторождений углеводородного сырья. Создана архитектура унифицированных баз данных и знаний с целью сбора и хранения технико-экономической информации с последующей интерпретацией и проведения многокритериальной оценки вариантов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.

Результаты экономических исследований прошли широкую апробацию на многих месторождениях Западной Сибири, включая уникальное Самотлорское месторождение, а также в конкретных договорных работах и экспертных заключениях.

Методический подход обоснования нормативов и коэффициенты изменения удельных затрат по основным направлениям вкладов могут быть рекомендованы при составлении многостадийных инвестиционных проектов и для проведении экспертных оценок.

Литература

1. Астахов А.С. Экономическая оценка запасов полезных ископаемых. М.: Наука, 1981. 286 с.
2. Ахпателов А.Э., Хадгизов Ф.З., Шпильман А.В. Новая классификация запасов перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов // Нефть. хоз-во. 2004. № 11. С. 50–53.
3. Бадьянов В.А., Батулин Ю.Е., Ефремов Е.П., Пономарева И.А., Праведников Н.К. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Свердловск: Сред.-Урал. кн. изд-во, 1975. 109 с.
4. Батулин Ю.Е., Пономарева И.А., Праведников Н.К., Юсупова А.В. Исследование эффективности систем разработки с применением математической модели // Сб. трудов Гипротюменнефтегаза. Тюмень, 1974. Вып. 40. С. 93–101.
5. Богаткина Ю.Г. Компьютерное моделирование расчета экономических показателей в нефтегазовых инвестиционных проектах // Нефть, газ и бизнес. 2003. № 4. С. 31–33.
6. Временная типовая методика экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений // Вопр. экономики. 1984. № 12. С. 57–67.
7. Дмитриевский А.Н., Белонин М.Д. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа // Природа. 2004. № 9. С. 10–15.
8. Методика по учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа. М. 1995. 120 с.
9. Курс по проектному анализу инвестиционных проектов в энергетике. М.: Ин-т экон. развития Мирового банка, 1992. 100 с.
10. Лисовский Н.Н., Лаценко В.Е., Ульянов В.С., Гутман В.С., Пономарева И.А. и др. Совершенствование классификации ресурсов и запасов месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. 1994. № 4. С. 6–9.
11. Нормативы удельных капитальных вложений по обустройству нефтяных месторождений (ВСН-32-82). Тюмень: Гипровостокнефть, 1982. 31 с.
12. Временные удельные показатели стоимости объектов нефтепромыслового строительства (СМ-86-85). Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1985. 111 с.
13. Временные нормативы удельных капитальных вложений по нефтедобывающей промышленности на период до 2000 г. (ВСН-32-85). М.: Миннефтепром, 1985. 20 с.

14. Внесение изменений в главу 26 Налогового кодекса РФ с 1.01.2007. 10 с.

15. Пономарева И.А. Методический подход к оценке ресурсов и запасов нефти и газа с использованием критериально-нормативной системы // Нефтяное хоз-во. 1995. № 2.

16. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Лындин А.В. Модель экономической оценки вариантов разработки месторождений на условиях СРП // Нефть, газ и бизнес. 1999. № 4. С. 24–26.

17. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Информационно-расчетная система экономической оценки вариантов разработки месторождений // Нефт. хоз-во. 1997. № 12. С. 4–6.

18. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Совершенствование методики и программного продукта для оценки инвестиционных проектов // Нефть, газ и бизнес. 2002. № 4. С. 13–15

19. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Экономический подход к оценке эффективности разработки месторождений на шельфе // Нефт. хоз-во. 2007. № 6. С. 16–18.

20. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. М.: Наука, 2006. 136 с.

21. Пороскун В.И., Габриэльянц А.Г., Потуркин Ю.А. и др. Принципы классификации и учета запасов и ресурсов нефти и горных газов // Информ.-аналит. бюл. НП НАЭН. 2007. Вып. 1. 38 с.

22. Пособие по подготовке промышленных технико-экономических исследований. М.: ЮНИДО, 1993. 292 с.

23. Пляскина Н.И. Проблемы недропользования и методология формирования инвестиционных программ освоения нефтегазовых ресурсов // Бурение и нефть. 2007. № 11. С. 17–20.

24. Регламент составления проектных и технологических документов по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД-153-39-007-97). М., 1996. 143 с.

25. Рекомендации по принятию и реализации решений о размещении, проектировании и строительстве объектов с учетом специфики морского месторождения. М.: Минтопэнерго РФ, 1997. № 250. 20 с.

26. Энергетическая стратегия на перспективу на период до 2020 г. / М.: Минтопэнерго РФ, 2003. 12 с.

27. Цветков Н.И. Оценка месторождений минерального сырья в районах нового освоения. М.: Наука, 1989. 150 с.

Приложения

**Сводные показатели удельных капитальных
и эксплуатационных затрат
при проектировании нефтяных
и нефтегазовых месторождений**

Таблица П-1

Показатель	Условные обозначения	Размерность	Мусю-шорское, нефтяное	Центрально-Хорей-верское поднятие, нефтяное	Ошское, нефтяное	Западно-Сандивейское, нефтяное
1	2	3	4	5	6	7
<i>Для расчета капитальных сложений</i>						
1. Стоимость бурения вертикальной добывающей скважины	З _{кб}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	65 079 2324	80 000* 2857	110 000* 4000	50 400 1800
2. Стоимость бурения наклонной добывающей скважины	З _{кбн}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.		80 000 2857	110 000 4000	
3. Стоимость бурения горизонтальной добывающей скважины	З _{гкбн}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.		80 000 2857	110 000 4000	77 220 2758
4. Стоимость бурения вертикальной нагнетательной скважины	З _{кфс}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	60 889 2175	80 000 2857	110 000 4000	
5. Стоимость бурения разведочной скважины	З _{кис}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.		80 000 2857		
Норматив затрат в обустройство	З _{кгс}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	27 356 977	32 704 1164	28 672 1024	1832 654
6. Норматив затрат в оборудование скважин	З _{кгс}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	2261,5 80,8	3355 120		
7. Норматив затрат в комплекс сбора и транспортировки нефти и газа	З _{кст}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	7869 281	10192 364	9940 355	5579 199

1	2	3	4	5	6	7
8. Норматив затрат на подготовку нефти и очистку сточных вод	З _{кп}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	3254 116	86,7 руб./т 3,1\$/т	81,5 руб./т 3	81,5 руб./т 3
9. Норматив затрат на закачку воды	З _{зв}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	3189 114	3111,20 111	4775,6 171	4775,6 171
10. Норматив затрат в строительство дорог	З _{пр.д}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	2256 80,6	5306 189,5	2256 80,6	1387 50
11. Норматив затрат в строительство баз	З _{пр.б}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	1508 54	1400 50	1400 50	985 35
12. Норматив затрат в строительство ЛЭП	З _{пр.э}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	4400 157	3080 110	4078,5 146	4078,5 146
13. Норматив затрат в автоматику и телемеханику	З _{пр.а}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	541 19,3	610 21,8	610 21,8	260 9,3
14. Норматив затрат в строительство объектов канализации и промводоснабжения	З _{пр.к}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	2781 99	2899 103	2899 103	37,8 руб./т 9,3 \$/т
15. Норматив на резерв затрат в другие неучтенные объекты	З _{пр.др}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	2254 (10% обустр.) 80,5	2660 (10% обустр.) 95	2660 (10% обустр.) 95	1232,7 (10% обустр.) 44
16. Норматив затрат в оборудование, не входящее в сметы строек буровых организаций	З _{кобб}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.				
17. Норматив затрат в оборудование, не входящее в сметы строек предприятий нефтедобычи	З _{кобд}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	2378,25 85	2257,00 80,6	2257 80,6	893 32

Таблица П-1 (продолжение)

Показатель	Условные обозначения	Размерность	Мусю-шорское, нефтяное	Централь-но-Хорей-верское поднятие, нефтяное	Ошское, нефтяное	Западно-Сандивей-ское, нефтяное
1	2	3	4	5	6	7
18. Коэффициент для учета стоимости оборудования, не входящего в сметы строек прочих организаций	$K_{обп}$	Дол. ед.	0,15	0,15	0,15	0,15
19. Коэффициент, учитывающий удельный вес стоимости спецоснований, стоимости строительства скважин	$K_{со}$	Дол. ед.	0,15	0,15	0,15	0,15
20. Доля отчислений в строительно-монтажные работы	S_m	Дол. ед.	0,75	0,75	0,75	0,75
21. Коэффициент, учитывающий опережающий вклад капитальных затрат в 1-й год обустройства в строительство дорог, ЛЭП и баз	A_T	Дол. ед.	1	1	1	1
22. Коэффициент, учитывающий освоение капитальных вложений текущего года	D_n	Дол. ед.	0,5	0,5	0,5	0,5
23. Норматив приведения (дисконт.)	$E_{из}/E_{нд}$	Дол. ед.	0,1	0,1	0,1	0,1
24. Норма экономической эффективности		Дол. ед.				
25. Коэффициент изменения стоимости строительства скважины, учитывающий затраты на экологию	K_c	Дол. ед.	1,1	1,1	1,1	1,1
26. Норма капитальных вложений непроизводственного назначения	N	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.				
Для расчета эксплуатационных затрат						
27. Норма затрат в ремонтный фонд	$Z_{кпр}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	1008 36	1008 36	1008 36	1008 36

1	2	3	4	5	6	7
28. Норма оплаты труда ППП, основная и дополнительная	$Z_{\text{по}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	840 30	840 30	840 30	840 30
29. Норма расхода по прочим эксплуатационным затратам	$Z_{\text{пр}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	1253,7 45	5642,70 201,5	1253,7 45	1253,7 45
30. Норма расхода на вспомогательные материалы	$Z_{\text{вм}}$	Руб./т \$/т		14,18 0,5	14,175 0,5	14,175 0,5
31. Норма расхода на топливо	$Z_{\text{топ}}$	Руб./т \$/т		6 0,21	6 0,21	6 0,21
32. Норма затрат на электроэнергию для добычи жидкости насосным способом	$Z_{\text{эл}}$	Руб./т \$/т		12 0,4	12 0,4	12 0,4
33. Стоимость газа для газлифтной добычи	$Z_{\text{г}}$	Руб./м ³ \$/м ³				
34. Норма затрат на электроэнергию для закачки в пласт воды	$Z_{\text{з}}$	Руб./т \$/т		11,97 0,43	11,97 0,43	11,97 0,43
35. Норма затрат на электроэнергию для подготовки, транспортировки нефти и общепромысловые нужды	$Z_{\text{это}}$	Руб./т \$/т	184** 6,6	8,50 0,3	8,50 0,3	8,50 0,3
36. Срок амортизации скважин	N_6	Годы	15	15	15	15
37. Срок амортизации объектов нефтепромышленного обустройства	$N_{\text{об}}$	Годы	15	15	15	15
38. Срок амортизации прочих объектов нефтепромышленного обустройства	$N_{\text{обпр}}$	Годы	15	15	15	15

Таблица П-1 (окончание)

Показатель	Условные обозначения	Размерность	Мусю-шорское, нефтяное	Центрально-Хорей-верское поднятие, нефтяное	Ошское, нефтяное	Западно-Сандивейское, нефтяное
1	2	3	4	5	6	7
39. Срок амортизации оборудования, не входящего в сметы строок предприятий нефтедобычи	$N_{обд}$	Годы	10	10	10	10
40. Цена на нефть мировая	$C_{мишн}$	Руб./т \$/т	4410 157,5	4410 180	4410 157,5	4410 157,5
41. Цена на нефть внутренняя	$C_{внутн}$	Руб./т \$/т	4000 90	4000 143	4000 143	4000 143
42. Цена на газ внутренняя	$C_{внутг}$	Руб \$	0,315 0,01	0,315 0,005	0,315 0,01	0,315 0,01
43. Доля распределения реализации нефти на внутреннем рынке	$K_{внутн}$	Дол. ед.	0,7	0,6	0,7	0,7
44. Доля распределения реализации нефти на внешнем рынке	$K_{внешн}$	Дол. ед.	0,3	0,4	0,3	0,3
45. Доля распределения реализации газа на внутреннем рынке	$K_{внутг}$	Дол. ед.	1	1	1	1
46. Доля распределения реализации газа на внешнем рынке	$K_{внешг}$	Дол. ед.	0	0	0	0
47. Налог на добычу полезных ископаемых	$N_{доб}$	Дол. ед.	0,165	0,165	0,165	0,165
48. Налог на дороги	$N_{дор}$	Дол. ед.	0,01	0,01	0,01	0,01
49. Налог на экологию	$N_{эж}$	Дол. ед.	0	0	0	0

Примечание. Курс доллара в рассматриваемый период (2002–2009 гг.) составлял 28 руб. за 1 \$ США.

* Норматив в бурение принят с учетом горизонтального бурения.

** Понимаются полные условно-переменные эксплуатационные расходы на 1 т нефти.

Таблица П-2

Показатель	Усл. обозн.	Размерность	Инзы-рейское, нефтяное	Динь-ельское, нефтяное	Лекея-гинское, нефтяное	Хантыман-сийское, нефтегазовое	Северо-урен-гойское, газовое
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Для расчета капитальных вложений</i>							
1. Стоимость бурения вертикальной добывающей скважины	З _{кб}	Тыс. руб./скв.	92 000*	39 600*	40 498*	30 887	53 172*
		Тыс. \$/скв.	3119	1361	1377	1103,1	1899
2. Стоимость бурения наклонной добывающей скважины	З _{кбн}	Тыс. руб./скв.	92 000	39 600	40 498	38 800	53 172
		Тыс. \$/скв.	3119	1361	1377	1385,7	1899
3. Стоимость бурения горизонтальной добывающей скважины	З _{гкбн}	Тыс. руб./скв.	92 000	39 600	40 498	56 179	53 172
		Тыс. \$/скв.	3119	1361	1377	2006,4	1899
4. Стоимость бурения нагнетательной скважины, газовой скважины**	З _{кфс}	Тыс. руб./скв.	92 000	39 600	40 498	2800 46 312**	79 744**
		Тыс. \$/скв.	3119	1361	1377	1000 1654*	2848**
5. Стоимость бурения разведочной скважины	З _{кнс}	Тыс. руб./скв.	92 000*	39 600*	40 498*	56 000	53 172*
		Тыс. \$/скв.	3119	1361	1377	2000	1899
Норматив затрат в обустройство:	З _{кнс}	Тыс. руб./скв.	25 492	14 047	25 467	40 918	51 021
		Тыс. \$/скв.	864	483	866	1461	1822
6. Норматив затрат в оборудование скважин	З _{кнс}	Тыс. руб./скв.	2376	2333	2376	3355	
		Тыс. \$/скв.	80,8	80,8	80,8	119,82	

1	2	3	4	5	6	7	8
7. Норматив затрат в комплексе сбора и транспортировка нефти и газа	$Z_{\text{кст}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	9060 26,4	1270 43,6	9025 307	20 380 727,86	28 532 1019
8. Норматив затрат на подготовку нефти (газа)	$Z_{\text{кп}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	550 руб. 18,6 \$ /1000 м ³	119 руб. 4 \$ /1000 м ³	119 руб. 4 \$ /1000 м ³	81,5 руб. 2,91 \$ /1000 м ³	81,5 руб. 2,91 \$ /1000 м ³
9. Норматив затрат на очистку сточных вод (на экологию)	$Z_{\text{кв}}$	Руб./т \$/т					
10. Норматив затрат на закачку воды	$Z_{\text{зв}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	780 26,4	864 30	793,8 27	3889 138,89	3889 138,89
11. Норматив затрат на закачку газа в пласт	$Z_{\text{зг}}$	Руб./м ³ \$/м ³					0,244 0,008
12. Норматив затрат в строительство дорог	$Z_{\text{пр.д}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	1416 48	1387 48	1411 48	5306 189,5	7420 265,3
13. Норматив затрат в строительство баз	$Z_{\text{пр.б}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	4580 155,2	985 33,8	4580 155,2	1400 50	1968 70,00
14. Норматив затрат в строительство ЛЭП	$Z_{\text{пр.э}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	6700 227,1	6606 227	6673 227	3080 110	4313 154,02
15. Норматив затрат в автоматику и телемеханику	$Z_{\text{пр.а}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	610 20,7	602 20,7	609 20,7	610,4 21,8	840 30,50

Таблица П-2 (продолжение)

Показатель	Усл. обозн.	Размерность	Инзы- рейское, нефтяное	Динь- ельское, нефтяное	Лекея- гинское, нефтя- ное	Хантыман- сийское, нефтегазо- вое	Северо- урен- гойское, газовое
1	2	3	4	5	6	7	8
16. Норматив затрат в строительство объектов канализации и промводоснабжения	З _{пр.к}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.		67 руб. /1000 м ³ 2,3 \$ /1000 м ³		2898 103,5	4059 144,95
17. Норматив на резерв затрат в другие неучтенные объекты	З _{пр.др}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	(17% от обустр.) 4333 146	(10% от обустр.) 1404 48	(5% от обустр.) 1273 43,3	(10% от обустр.) 3757 134,16	(10% от обустр.) 4704 168,38
18. Норматив затрат в оборудование, не входящее в сметы строек буровых организаций	З _{кобб}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.					
19. Норматив затрат в оборудование, не входящее в сметы строек предприятий нефтедобычи	З _{кобд}	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	11 033 374	8750 300,7	10 996 374	8960 320	8960 320
20. Коэффициент для учета стоимости оборудования, не входящего в сметы строек прочих организаций	K _{обп}	Дол. ед.	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
21. Коэффициент, учитывающий удельный вес стоимости спецоснований, стоимости строительства скважин	K _{со}	Дол. ед.	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
22. Доля отчислений в строительные-монтажные работы	S _м	Дол. ед.	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75

1	2	3	4	5	6	7	8
23. Коэффициент, учитывающий опережающий вклад капитальных затрат в 1-й год обустройства в строительство дорог, ЛЭП и баз	A_T	Дол. ед.	1	1	1	1	1
24. Коэффициент, учитывающий освоение капитальных вложений текущего года	$D_{и}$	Дол. ед.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
25. Норматив приведения (дисконт.)	$E_{ип}$	Дол. ед.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
26. Норма экономической эффективности	$E_{из}$	Дол. ед.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
27. Коэффициент изменения стоимости строительства скважины, учитывающий затраты на экологию	K_c	Дол. ед.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
28. Норма капитальных вложений непроизводственного назначения	N	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.					
<i>Для расчета эксплуатационных затрат</i>							
29. Норма затрат в ремонтный фонд	$Z_{кпр}$	Тыс. руб./скв.	1000	1000	999,6	1008	1008
		Тыс. \$/скв.	34	34	34	36	36
30. Норма оплаты труда ППП, основная и дополнительная	$Z_{зпо}$	Тыс. руб./скв.	885	871	882	840	840
		Тыс. \$/скв.	30	30	30	30	30
31. Норма расхода по прочим эксплуатационным затратам	$Z_{пр}$	Тыс. руб./скв.	1328	1310	1323	1254	1254
		Тыс. \$/скв.	45	45	45	44,78	44,78
32. Норма расхода на вспомогательные материалы	$Z_{вм}$	Руб./т	14,75	14,55	14,7	8,4	
		\$/т	0,5	0,5	0,5	0,3	

Таблица П-2 (продолжение)

Показатель	Усл. обозн.	Размерность	Инзы- рейское, нефтяное	Динь- ельское, нефтяное	Лекея- гинское, нефтя- ное	Хантыман- сийское, нефтегазо- вое	Северо- урен- гойское, газовое
1	2	3	4	5	6	7	8
33. Норма расхода на топливо	$Z_{\text{топ}}$	Руб./т \$/т	6,2 0,21	6,1 0,21	6,2 0,21	5,88 0,21	
34. Норма затрат на электроэнергию для добычи жидкости насосным способом	$Z_{\text{зд}}$	Руб./т \$/т	11,8 0,4	11,64 0,4	11,76 0,4	14,28 0,51	
35. Стоимость газа для газлифтной добычи	$Z_{\text{г}}$	Руб./т \$/т					
36. Норма затрат на электроэнергию для закачки в пласт воды	$Z_{\text{зз}}$	Руб./т \$/т	12,7 0,43	12,5 0,43	12,6 0,43	12,04 0,43	
37. Норма затрат на закачку в пласт газа	$Z_{\text{зг}}$	Руб./т \$/т(м³)					0,056 0,002
38. Норма затрат на электроэнергию для подготовки, транспортировки нефти и общепромысловые нужды	$Z_{\text{згто}}$	Руб./т \$/т	29,5 1	23,3 0,8	29,4 1	8,4 0,3	280** 10**
39. Срок амортизации скважин	$N_{\text{с}}$	Годы	10	10	10	10	10
40. Срок амортизации объектов нефтепромышленного обустройства	$N_{\text{об}}$	Годы	15	15	15	12	12
41. Срок амортизации прочих объектов нефтепромышленного обустройства	$N_{\text{обпр}}$	Годы	15	15	15	12	12

1	2	3	4	5	6	7	8
42. Срок амортизации оборудования, не входящего в сметы строек предприятий нефтедобычи	$N_{\text{обд}}$	Годы	10	10	10	12	12
<i>Цены и налоги</i>							
43. Цена на нефть мировая	$C_{\text{внешн}}$	Руб./т \$/т	3661 124	5238 180	4974 169,2	5238 180	10250 401
44. Цена на газ мировая	$C_{\text{внешг}}$	Руб./т \$/т	1,8 0,064	1,8 0,064	1,8 0,064	1,8 0,064	1,8 0,064
45. Цена на нефть внутренняя	$C_{\text{внутн}}$	Руб./т \$/т	2950 100	3000 103	2950 100	4004 142,86	5600 200
46. Цена на газ внутренняя	$C_{\text{внутг}}$	Руб./т \$/т	0,315 0,01	0,315 0,01	0,315 0,01	0,4 0,015	0,4 0,015
47. Цена на конденсат мировая	$C_{\text{внутг}}$	Руб./т \$/т				12800 457,1	12800 457,1
48. Цена на конденсат внутренняя	$C_{\text{внутг}}$	Руб./т \$/т				10000 355	10000 355
49. Доля распределения реализации нефти (конденсата) на внутреннем рынке	$K_{\text{внутн}}$	Дол. ед.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6
50. Доля распределения реализации нефти (конденсата) на внешнем рынке	$K_{\text{внешн}}$	Дол. ед.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
51. Доля распределения реализации газа на внутреннем рынке	$K_{\text{внутг}}$	Дол. ед.	1	1	1	1	1
52. Доля распределения реализации газа на внешнем рынке	$K_{\text{внутг}}$	Дол. ед.	0	0	0	0	0

Таблица П-2 (окончание)

Показатель	Усл. обозн.	Размерность	Инзырейское, нефтяное	Диньельское, нефтяное	Лекеягинское, нефтяное	Хантымансийское, нефтегазовое	Североурен- го-йское, газовое
1	2	3	4	5	6	7	8
53. Налог на добычу полезных ископаемых (роялти)	H _{доб}	Дол. ед.	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165
54. Налог на дороги	H _{дор}	Дол. ед.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
55. Налог на имущество	H _{им}	Дол. ед.	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
56. Плата за землю	H _{зем}	Руб./га \$/га	720 25	720 25	720 25		
57. Социальный налог	H _{зд}	Дол. ед.	0,356	0,356	0,356	0,26	0,26
58. Другие отчисления и платежи	H _{пр}	Руб./год; \$/скв				1,07 \$	1,07 \$
59. Таможенная пошлина	H _{тп}	Руб./т \$/т	856 29	856 29	856 29	2884 103	2884 103
60. Налог на добавленную стоимость	НДС	Дол. ед.	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
61. Отчисления на транспорт продукции (внешний рынок) нефти (конденсата)	T _{расх}	Руб./т \$/т	724,5 23	724,5 23	724,5 23	560 20	560 20
62. Отчисления на транспорт продукции (внутренний рынок) нефти (конденсата)	T _{расх}	Руб./т \$/т	157,5 5	157,5 5	157,5 5	84 3	112 4
63. Налог на прибыль	H _{пр}	Дол. ед.	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
<i>Примечание.</i> Курс доллара в рассматриваемый период (2002–2009 гг.) составлял по месторождениям: Инзырейское – 29,5 руб. за 1 \$; Диньельское – 29,1 руб. за 1 \$; Лекеягинское – 29,4 руб. за 1 \$; Хантымансийское и Североуренгойское – 28 руб. за 1 \$. * Норматив в бурение принят с учетом горизонтального бурения. ** Понимаются полные условно-переменные эксплуатационные расходы на 1 т нефти.							

Показатель	Условные обозначения	Размерность	Краснодарское, газовое	Каменковское, нефтегазовое	Алжир (2002 г.), Рурд-Нусс, газовое	Ирак (2002 г.) Нахр-Бен-Умр, нефтяное	Сирия (2004 г.), Алиан, нефтяное
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Для расчета капитальных вложений</i>							
1. Стоимость бурения вертикальной добывающей скважины	$З_{кб}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	38 880* 1555	10 500 420	9100	4000	513
2. Стоимость бурения наклонной добывающей скважины	$З_{кбн}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	38 880 1555				513
3. Стоимость бурения горизонтальной добывающей скважины	$З_{гкбн}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	38 880 1555			4000	1200
4. Стоимость бурения нагнетательной скважины	$З_{кфс}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.				4000	513
5. Стоимость бурения разведочной скважины	$З_{кис}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	38 880 1555	10 500 420		8500	619,5
Норматив затрат в обустройство	$З_{кгс}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	27 938 1118	11 550 462	9523	4615	814
6. Норматив затрат в оборудование скважин	$З_{кгс}$	Тыс.руб./скв. Тыс.\$/скв.				129	129
7. Норматив затрат в комплекс сбора и транспортировки нефти и газа	$З_{кст}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	24 166 967		7223	1858	331

Таблица П-3 (продолжение)

Показатель	Условные обозначения	Размерность	Краснодарское, газовое	Каменковское, нефтегазовое	Алжир (2002 г.), Рурд-Нусс, газовое	Ирак (2002 г.) Нахр-Бен-Умр, нефтяное	Сирия (2004 г.), Алиан, нефтяное
1	2	3	4	5	6	7	8
8. Норматив затрат на подготовку нефти (газа)	$Z_{\text{кп}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.				593,4	3,5 \$ /1000 м ³
9. Норматив затрат на очистку сточных вод (на экологию)	$Z_{\text{вс}}$	Руб./т \$/т				0,48	0,48
10. Норматив затрат на закачку воды	$Z_{\text{зв}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.				1355	196
11. Норматив затрат на закачку газа в пласт	$Z_{\text{зг}}$	Руб./м ³ \$/м ³ Тыс. \$/скв.					0,089
12. Норматив затрат в строительство дорог	$Z_{\text{пр.д}}$	Тыс. руб./скв.	1190				
		Тыс. \$/скв.	48			298,5	87
13. Норматив затрат в строительство баз	$Z_{\text{пр.б}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.				119,4	34
14. Норматив затрат в строительство ЛЭП	$Z_{\text{пр.э}}$	Тыс. руб./скв.	2380				
		Тыс. \$/скв.	95			143,3	42
15. Норматив затрат в автоматику и телемеханику	$Z_{\text{пр.а}}$	Тыс. руб./скв.	200				
		Тыс. \$/скв.	8			119,4	34

1	2	3	4	5	6	7	8
16. Норматив затрат в строительство объектов канализации и промводоснабжения	$Z_{пр.к}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.					27,6
17. Норматив на резерв затрат в другие неучтенные объекты	$Z_{пр.др}$	Тыс. руб./скв.	(3% обустр.) 9778	(15% обустр.) 1826	(10% обустр.)	(10% обустр.)	(15% обустр.)
		Тыс. \$/скв.	392	73	953	389,2	158,4
18. Норматив затрат в оборудование, не входящее в сметы строек буровых организаций	$Z_{кобб}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.				238,8	
19. Норматив затрат в оборудование, не входящее в сметы строек предприятий нефтедобычи	$Z_{кобд}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	8000 320	8000 320		358,2	105
20. Коэффициент для учета стоимости оборудования, не входящего в сметы строек прочих организаций	$K_{обп}$	Дол. ед.	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
21. Коэффициент, учитывающий удельный вес стоимости спецоснований, стоимости строительства скважин	$K_{со}$	Дол. ед. Дол. ед.	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
22. Доля отчислений в строительномонтажные работы	$S_{м}$	Дол. ед.	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
23. Коэффициент, учитывающий опережающий вклад капитальных затрат в 1-й год обустройства в строительство дорог, ЛЭП и баз	A_1	Дол. ед.	1	1	1	1	1

Таблица 11-3 (продолжение)

Показатель	Условные обозначения	Размерность	Краснодарское, газовое	Каменковское, нефтегазовое	Алжир (2002 г.), Рурд-Нусс, газовое	Ирак (2002 г.) Нахр-Бен-Умр, нефтяное	Сирия (2004 г.), Алиан, нефтяное
1	2	3	4	5	6	7	8
24. Коэффициент, учитывающий освоение капитальных вложений текущего года	D_n	Дол. ед.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
25. Норматив приведения (дисконт.)	E_{np}	Дол. ед.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
26. Норма экономической эффективности	$E_{нэ}$	Дол. ед.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
27. Коэффициент изменения стоимости строительства скважины, учитывающий затраты на экологию	K_c	Дол. ед.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
28. Норма капитальных вложений непроизводственного назначения	N	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	23 875 955				182
Для расчета эксплуатационных затрат							
29. Норма затрат в ремонтный фонд	$Z_{кпр}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	1000 40	1000 40	67,7	43	35
30. Норма оплаты труда ППП основная и дополнительная	$Z_{по}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	900 36	900 36	89,6	69,3	24

1	2	3	4	5	6	7	8
31. Норма расхода по прочим эксплуатационным затратам	$Z_{\text{пр}}$	Тыс. руб./скв. Тыс. \$/скв.	2050 82	2050 82	23,8	89,6	22,3
32. Норма расхода на вспомогательные материалы	$Z_{\text{вм}}$	Руб./т \$/т	14 0,56			0,376	1,15
33. Норма расхода на топливо	$Z_{\text{топ}}$	Руб./т \$/т	6 0,24			0,149	0,6
34. Норма затрат на электроэнергию для добычи жидкости насосным способом	$Z_{\text{зд}}$	Руб./т \$/т	12 0,48			0,484	0,7
35. Стоимость газа для газлифтной добычи	$Z_{\text{г}}$	Руб./т \$/т				0,023	
36. Норма затрат на электроэнергию для закачки в пласт воды	$Z_{\text{зв}}$	Руб./т \$/т				0,269	0,8
37. Норма затрат на закачку в пласт газа	$Z_{\text{зг}}$	Руб./т \$/т(м³)					0,027
38. Норма затрат на электроэнергию для подготовки, транспортировки нефти и общепромысловые нужды	$Z_{\text{эпто}}$	Руб./т \$/т	17 0,7	250** 10**	10**	0,25	0,6
39. Срок амортизации скважин	$N_{\text{б}}$	Годы	10	10	10	10	10
40. Срок амортизации объектов нефтепромышленного обустройства	$N_{\text{об}}$	Годы	12	12	12	15	15
41. Срок амортизации прочих объектов нефтепромышленного обустройства	$N_{\text{обпр}}$	Годы	12	12	12	15	15

Таблица П-3 (продолжение)

Показатель	Условные обозначения	Размерность	Краснодарское, газовое	Каменковское, нефтегазовое	Алжир (2002 г.), Рурд-Нусс, газовое	Ирак (2002 г.) Нахр-Бен-Умр, нефтяное	Сирия (2004 г.), Алиан, нефтяное
1	2	3	4	5	6	7	8
42. Срок амортизации оборудования, не входящего в сметы строек предприятий нефтедобычи	$N_{обд}$	Годы	12	12	12	10	10
<i>Цены и налоги</i>							
43. Цена на нефть мировая	$C_{внешн}$	Руб./т \$/т	10 950 438	10 950 438		150	140
44. Цена на газ мировая	$C_{внешг}$	Руб./м ³ \$/м ³ т	2,5 0,1	2,5 0,1	0,1	0,064	0,06
45. Цена на нефть внутренняя	$C_{внутт}$	Руб./т \$/т	8700 348	8700 348			
46. Цена на газ внутренняя	$C_{внутт}$	Руб./м ³ \$/м ³ т	0,5 0,02	0,5 0,02			
47. Цена на конденсат мировая, руб/м ³	$C_{внутт}$	Руб./т \$/т	12 800 457,1	12 800 457,1	220		
48. Цена на конденсат внутренняя, \$/м ³	$C_{внутт}$	Руб./т \$/т	10 000 355	10 000 355			

1	2	3	4	5	6	7	8
49. Доля распределения реализации нефти (конденсата) на внутреннем рынке	$K_{\text{внутн}}$	Дол. ед.	1	0,6		0	0
50. Доля распределения реализации нефти (конденсата) на внешнем рынке	$K_{\text{внешн}}$	Дол. ед.	0	0,4		1	1
51. Доля распределения реализации газа на внутреннем рынке	$K_{\text{внутг}}$	Дол. ед.	1	1		0	0
52. Доля распределения реализации газа на внешнем рынке	$K_{\text{внешг}}$	Дол. ед.	0	0	1	1	1
53. Налог на добычу полезных ископаемых (роялти)	$H_{\text{доб}}$	Дол. ед.	0,165	0,165	0,2		12,5
54. Налог на дороги	$H_{\text{дор}}$	Дол. ед.	0,01	0,01			
55. Налог на имущество	$H_{\text{им}}$	Дол. ед.	0,02	0,02			
56. Плата за землю	$H_{\text{зем}}$	Руб./га \$/га					
57. Социальный налог	$H_{\text{зн}}$	Дол. ед.	0,26	0,21	0,36		
58. Другие отчисления и платежи	$H_{\text{пр}}$	Руб./год. \$/скв.	350 тыс. руб.	1,07 \$			
59. Таможенная пошлина нефти	$H_{\text{тп}}$	Руб./т \$/т	3000 113,07	3000 113,07			
60. Налог на добавленную стоимость	НДС	Дол. ед.	0,18	0,16			

Оглавление

Введение	3
1. Предпосылки создания научно-методической основы обоснования нормативов удельных капитальных и эксплуатационных затрат при проектировании разработки месторождений	5
2. Геолого-экономическая и нормативная основа комплексной оценки ресурсов и запасов месторождений на стадиях поисков, разведки и разработки залежей	12
3. Принципы и методы формирования удельных нормативов капитальных вложений и их моделирование при оценке инвестиционных проектов	21
4. Особенности формирования нормативов капитальных затрат в бурение скважины кустовым наклонно-направленным методом в условиях труднодоступности	35
5. Содержание нормативов и норм эксплуатационных расходов по экономическим элементам в инвестиционных проектах	39
6. Нормативно-налоговая система и ее совершенствование на базе рентной теории стоимости извлекаемых запасов углеводородов	44
7. Обоснование удельных нормативов затрат для технико-экономической оценки методов увеличения нефтеотдачи в проектах разработки месторождений	54
8. Альтернативный подход к обоснованию нормативов затрат при разработке месторождений на морском шельфе	60

9. Принципы и методика организации нормативно-информационной базы данных по разрабатываемым месторождениям	63
10. К обоснованию нормативов капитальных вложений непроизводственного назначения в строительство социально-жилищных и культурно-бытовых объектов	70
11. Унифицированные базы данных и знаний для хранения технико-экономических показателей по проектированию разработки месторождений нефти и газа	73
Заключение	85
Литература	87
Приложения	89

Научное издание

Пономарева Ирина Александровна
Еремин Николай Александрович
Богаткина Юлия Геннадьевна

Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений

Утверждено к печати Ученым советом Института проблем нефти и газа РАН

Зав. редакцией *М.В. Грачева*. Редактор *О.Г. Лысяк*
Художник *Ю.И. Духовская*. Художественный редактор *В.Ю. Яковлев*
Технический редактор *М.К. Зарайская*. Корректор *А.Б. Васильев*

Подписано к печати 14.04.2010. Формат 60 × 90^{1/16}. Гарнитура Таймс. Печать офсетная
Усл. печ. л. 7,0. Усл. кр.-отт. 7,5. Уч.-изд. л. 7,0. Тираж 300 экз. Тип. зак. 390. Заказное

Издательство "Наука" 117997, Москва, Профсоюзная ул., 90

E-mail: secret@naukaran.ru www.naukaran.ru

Отпечатано с готовых диапозитивов в ГУП "Типография "Наука"
199034, Санкт-Петербург, 9 линия, 12