

**СИСТЕМНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ РИСКОВ
ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ
(НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН)**

Тасмуханова А.Е.

Реформирование предприятий нефтегазового сектора Республики Казахстан в сложных условиях переходного периода с 1991 по 2000 год, которые характеризовались высокой степенью износа основных фондов, дефицитом оборотных средств, ограниченностью бюджетных средств, поставило государство в прямую зависимость от иностранных инвестиций для стимулирования нефтегазодобычи. В настоящее время на основании соглашений о разделе продукции нефтегазовые месторождения Казахстана разрабатывают такие компании, как Royal Dutch Shell, Eni, ExxonMobil, Inpex, TotalFinalElf, ConocoPhillips, BritishGas, ЛУКОЙЛ и другие. Зачастую инвестиции иностранных недропользователей направлены на «снятие сливок» при достижении максимального уровня добычи нефти и газа без соблюдения темпов и сроков разработки нефтегазовых месторождений. Это связано со многими потерями и неиспользованными возможностями, т.е. со значительными рисками для отечественных нефтегазодобывающих предприятий.

Риск – сложное явление, имеющее множество несовпадающих, а иногда и противоположных толкований в отечественной и зарубежной литературе. Это обуславливает существование различных определений понятия «риск», в разной мере соответствующих сфере их применения.

Исследования проблемы рисков в России и за рубежом происходили в 20-ом веке в основном в теории планирования эксперимента в технических и естественных областях знаний. Проблемы управления экономическими рисками были ориентированы лишь на торгово-коммерческие предприятия среднего и малого бизнеса, а также банковскую среду. В нефтегазовой сфере исследования рисков проводились, главным образом, в области технико-экономических обоснований инвестиционных проектов.

Однако эффективная деятельность нефтегазодобывающих предприятий в условиях рыночной экономики зависит не только от размера капиталовложений,

но и в значительной степени от того, насколько достоверно само предприятие предвидит дальнюю и ближнюю перспективу своего развития. Неопределенность или отсутствие полной достоверной информации о запасах разрабатываемых месторождений, их геолого-технических характеристиках, ценах на углеводородное сырье и других исходных показателей, используемых при составлении и реализации проектов разработки и долгосрочных планов развития предприятия, приводит к тому, что избежать рисков практически невозможно. И, главное, в данном случае заранее планировать возможные экономические потери в случае неблагоприятного исхода. Достоверная оценка рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий сулит немало выгод: ведет к более четкой координации предпринимаемых действий по достижению цели; позволяет правдиво оценить внутренние резервы предприятия и адекватно реагировать на изменения рыночной конъюнктуры.

В связи с этим, большую актуальность приобретают исследования, направленные на выявление важнейших рисков, учет которых в системе планирования позволит обеспечить максимальное соответствие фактических показателей их плановым значениям в интересах нефтегазодобывающих предприятий.

Риск деятельности нефтегазодобывающего предприятия или нефтегазовой компании – это опасность наступления неблагоприятного события в условиях неопределенности множества исходных данных во внутренней и внешней среде организации, количественно выражающаяся в относительной вероятности отклонений фактических результатов от плановых ожиданий и абсолютных экономических потерях, понесенных при этом.

Для учета влияния рисков и неопределенности на достижение цели планирования существует свой термин – рискпланирование.

Рискпланирование на нефтегазодобывающем предприятии или в нефтегазовой компании – это управленческий процесс создания долгосрочного плана по добыче и реализации нефти и газа, соответствующего миссии и целям предприятия, с определением потенциальных возможностей и рисков на всех стадиях технологической цепочки разработки месторождений углеводородного сырья посредством перехода от одной альтернативы к другой.

Выявлено, что отклонение фактического дохода от добычи и реализации нефти и газа ведущих нефтегазодобывающих предприятий Республики Казахстан над планом варьирует от 28 до 520 млн. долл. в год, что объясняется недостаточным учетом рисков при планировании деятельности.

Цель данной работы заключается в разработке единого системно-методического подхода к оценке рисков в системе планирования нефтегазодобывающих предприятий, действующих на территории Республики Казахстан.

Для учета рисков в процессе составления и реализации долгосрочных планов по добыче нефти и газа необходимо их классифицировать (рис. 1). Риски нефтегазовой компании в первую очередь сгруппированы по сфере возникновения.

Во внешней среде нефтегазовой компании систематически возникают следующие виды рисков.

Кредитно-банковский риск – это вероятность повышения учетной банковской ставки, ужесточения (сокращения) сроков возврата кредита и выплаты процентов.

Рыночный (коммерческий) риск – это вероятность инфляции, изменения рыночной конъюнктуры (размеров и структуры потребления энергоресурсов), роста или падения спроса и предложения на углеводородное сырье, колебаний цен на нефть и газ в регионе, стране, мире.

Валютный риск означает риск потерь финансовых ресурсов вследствие непредсказуемых колебаний валютных курсов денежных средств, используемых в расчетах при составлении планов нефтегазодобывающего предприятия. Даже самой твердой валюте присуща внутренняя инфляция, а динамика ее покупательной способности в отдельно взятой стране может быть весьма нестабильной.

Политический риск – это возможность изменения социально-политической ситуации в мире, нестабильность внутренней политики и изменение торгово-политического режима в регионе и стране.

Конкурентный риск – это возможность появления эффективных заменителей энергоресурсов (солнечной и атомной энергии, энергии ветра).

Законотворческий риск подразумевает нестабильность экономического и, прежде всего налогового законодательства, в частности изменения процентных ставок налогов, выплачиваемых исключительно компаниями нефтегазовой отрасли.

Внешнеэкономический риск – возможность ограничения экспорта и импорта нефти, газа и продуктов их переработки (повышение таможенных пошлин, введение добровольных ограничений, снижение квот и т.д.).

Форс-мажорный риск означает опасность воздействия обстоятельств непреодолимой силы природных катаклизмов или форс-мажора (землетрясения, наводнения и т.п.).

Среди рисков, возникающих во внутренней среде нефтегазовой компании, в диссертации выделены отдельно риски, которые необходимо анализировать на уровне нефтегазодобывающего предприятия. Именно они определяют отличительные особенности функционирования предприятий нефтегазовой отрасли от любых других хозяйствующих субъектов.

Производственно-технологический риск – это вероятность возникновения промышленных аварий и отказов оборудования вследствие физического и морального износа, ненадежной и неустойчивой работы техники и иных основных используемых средств и предметов труда; недостатков технологии и неправильного выбора параметров оборудования.

Экологический риск может возникнуть как следствие техногенного воздействия на окружающую среду, в частности выбросов в атмосферу и в воду, складирования отходов.

Геологический риск характеризует недостаточную степень изученности балансовых и извлекаемых запасов нефтегазовых месторождений, нехватку геологоразведочной и геофизической исследовательской информации о коллекторских свойствах пласта и т.д., вследствие чего существует вероятность нерациональной разработки месторождения и его более ранней выработки.

Природный риск подразумевает влияние климата и географического положения на условия и сроки добычи нефти и газа.

Во вторых, по уровню повторяемости риски нефтегазодобывающего предприятия можно классифицировать на:

- 1) *систематические* – постоянно повторяющиеся, обусловленные действием многообразных, общих для всех производственных и непроизводственных предприятий, факторов;
- 2) *несистематические* – риски, обусловленные действием конкретных специфических факторов, полностью зависящих от отрасли деятельности самого предприятия и его подразделений.

Среди несистематических рисков внутренней среды нефтегазовой компании выделяют следующие четыре вида.

Технический риск характеризует неточность или неполноту исходных технико-экономических показателей при планировании в силу:

- ошибочного определения производственной мощности, цен на сырье, энергию и комплектующие, стоимости оборудования;
- недостатков в управлении, в том числе непрофессионального уровня менеджмента;
- нехватки квалифицированной рабочей силы, отсутствия опыта работы с импортным оборудованием у персонала;
- отсутствия культуры и благоприятной психологической атмосферы трудового коллектива.

Институциональный риск подразумевает различные интересы акционеров и учредителей нефтегазодобывающего предприятия при формировании уставного капитала и распределении дивидендов.

Маркетинговый риск – это вероятность неправильного выбора рынков сбыта продукции, неверного определения стратегии операций на рынке, неточного расчета емкости рынка; непродуманности, неотлаженности или отсутствия сбытовой сети на предполагаемых рынках сбыта.

Финансовый риск – это возможность неплатежей, банкротств, срывов договорных обязательств и иных видов невыполнения обязательств инвесторами, поставщиками и другими деловыми партнерами.

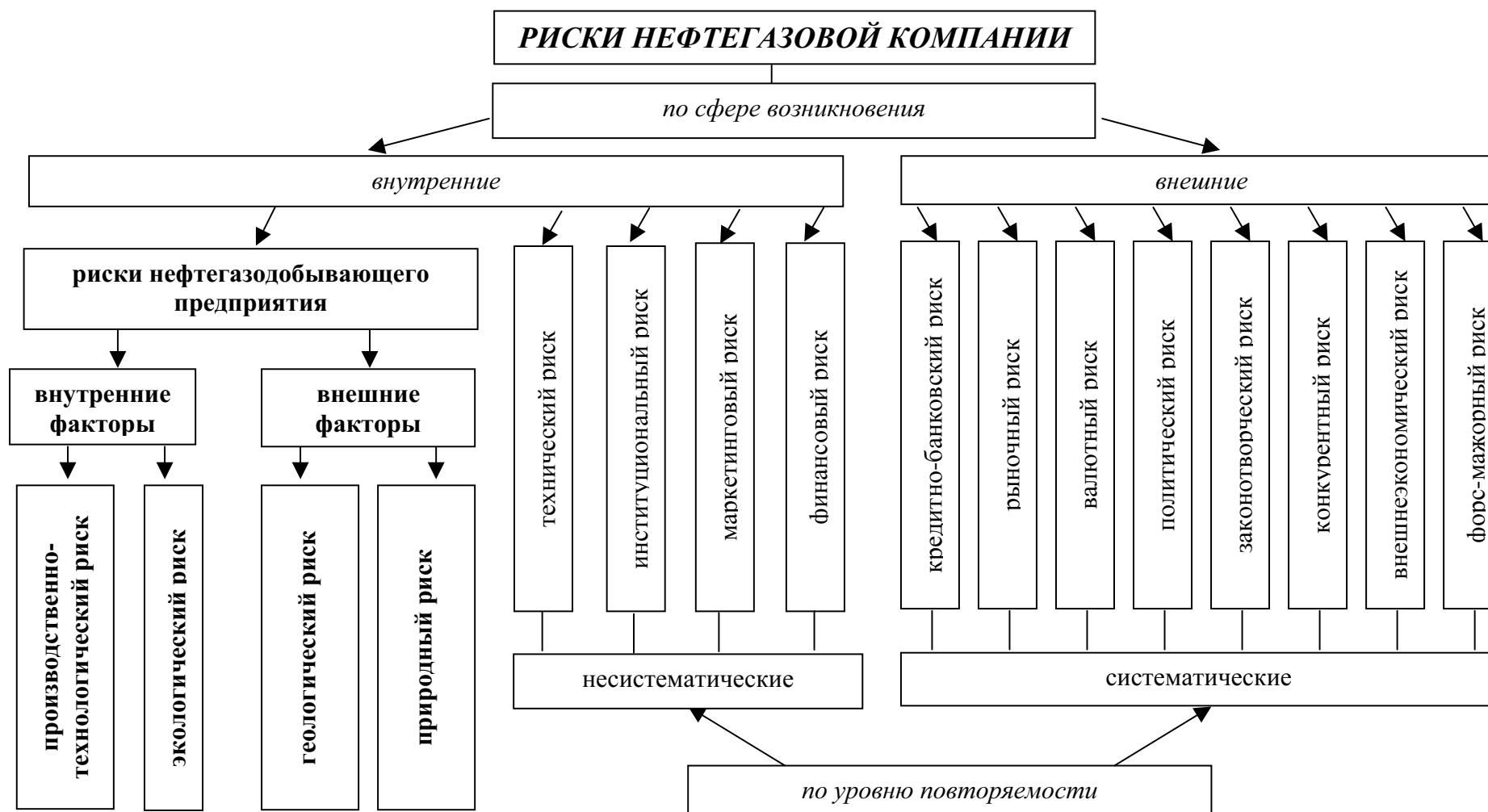


Рисунок 1. Классификация рисков нефтегазовой компании и нефтегазодобывающего предприятия

Основные причины превышения или невыполнения показателей долгосрочных планов по добыче и реализации углеводородного сырья нефтегазодобывающих предприятий заключаются в том, что не учитывается вероятность экономических потерь вследствие неполной изученности геолого-геофизических условий разработки нефтегазовых месторождений и коллекторских свойств пласта, а также недостаточной исследовательской информации о балансовых и извлекаемых запасах.

В связи с этим в работе предложена классификация геологических рисков (рис. 2).

Геологические риски нефтегазодобывающего предприятия по причине их возникновения могут быть разделены на три группы:

- 1) *неточность перемасштабирования* заключается в резком несоответствии размеров реальной сетки скважин и толщины слоев реального коллектора с масштабом моделируемых ячеек в геологической модели. Зачастую при таком контрасте невозможно отразить мелкомасштабные вертикальные неоднородности и корректно смоделировать движение пластовых флюидов. Например, прорыв газа в модели с крупной сеткой, по сравнению с моделью с мелкой сеткой, происходит позднее и недооценивается. В итоге существует риск скорого увеличения газового фактора и обводненности, и уменьшение производительности месторождения;
- 2) *недостаточный объем, качество и глубина охвата исследований*;
- 3) *ошибочная интерпретация полученных при исследованиях данных*.

Во второй группе выделяют следующие геологические риски:

- *неопределенность поведения скважин при их вскрытии (скин-эффект)* заключается в отсутствии информации о степени загрязненности призабойной зоны пласта;
- *изменчивость текущей нефтенасыщенности продуктивных коллекторов или общего объема нефтенасыщенных пород (ООП)* заключается в недостаточном охвате сейсмическими исследованиями всей глубины и площади пласта, что ведет к затруднениям и неопределенностям при выделении границ геологической модели;

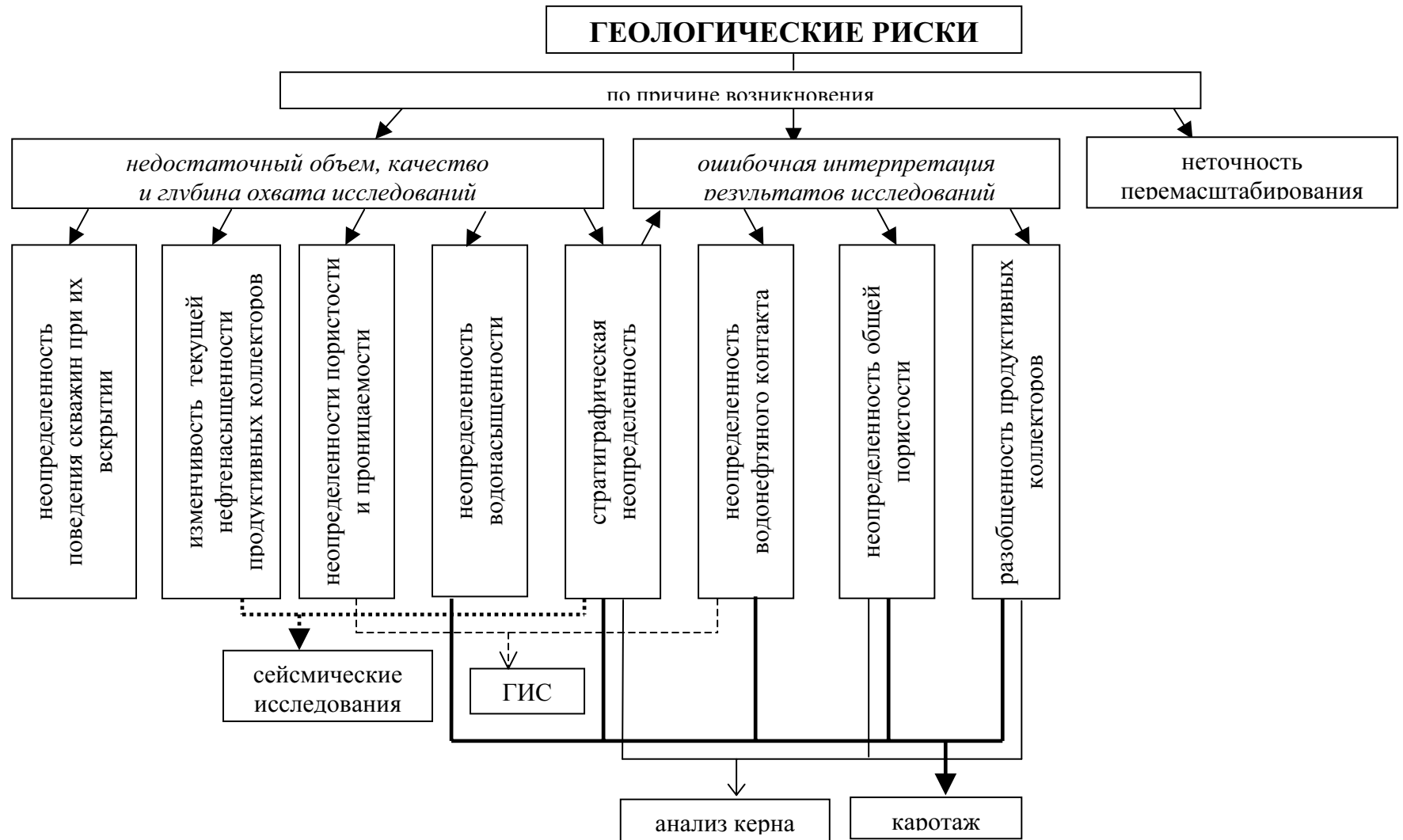


Рисунок 2. Классификация геологических рисков нефтегазодобывающего предприятия

- *неопределенности пористости и проницаемости* состоят в нечеткой информации о пространственном распределении и сообщаемости пластов через стратиграфические границы из-за недостаточного охвата геолого-геофизических исследований (ГИС) по глубине и по площади;
- *неопределенность водонасыщенности* заключается в недостатке данных анализа керн для точного описания динамики капиллярного давления, что также обуславливает ошибочные значения параметров, которые используются для расчета водонасыщенности по каротажным данным;
- *стратиграфическая неопределенность* или *неясность условий осадконакопления* заключается в неполном проведении объема исследований керн по скважинам, что ведет к низкому качеству палеонтологической интерпретации скважинных данных, а также к недостаточному профессиональному изучению кернограмм и каротажных диаграмм всех пробуренных скважин вкуче с сейсмоданными. Все это не дает возможности окончательно установить базовый вариант геологической модели.

В третьей группе выделяют следующие геологические риски:

- *неопределенность водонефтяного контакта (ВНК)* состоит в сложности его точного определения в силу стремительного изменения качества коллектора, что маскирует присутствие ВНК. Кроме того, ВНК, определенный по каротажным данным, должен совпадать с уровнем свободной воды (УСВ), определенным по результатам ГИС. В реальности на нефтегазовых месторождениях ВНК трудно поддается определению из-за непроницаемости породы на уровне или в непосредственной близости к УСВ и присутствия остаточной нефти и небольших нефтяных карманах ниже УСВ, зажатых в толще породы;
- *неопределенность общей пористости (погрешность замера пористости)* заключается в не совпадении значений пористости по каротажу и пористости по керну, приведенной к пластовым условиям. При этом значение пористости по керну считается правильным. Однако пористость по каротажу определяется независимо от пористости по керну, и по этой причине такое сопоставление является достаточно хорошей оценкой погрешности в пористости по каротажу;

– *разобщи́нность продуктивных коллекторов* – это неопределенность, связанная с неправильной интерпретацией результатов каротажа. По данным керна и каротажа определяются многочисленные слои с низкой и/или нулевой пористостью. Некоторые из них явно увязываются со скважинами, а, следовательно, исполняют роль так называемых вертикальных барьеров или экранов. Барьеры могут послужить причиной вертикального ограничения фильтрации и дальнейшего ускорения продвижения закачиваемого флюида в высоко проницаемые пласты. В результате может произойти более скорое увеличение газового фактора и обводненности, и уменьшение производительности месторождения.

В отличие от применяемых инструментов оценки неопределенности нефтегазонасыщенности коллекторов на уровне геофизических организаций, с помощью предложенной классификации достигается более полный учет геологических рисков, что позволяет предоставить информацию о возможных отклонениях и неоднозначности конечных показателей запасов месторождения непосредственно для нефтегазодобывающих предприятий.

После классификации рисков на втором этапе рископланирования на нефтегазодобывающем предприятии или в нефтегазовой компании требуется их проанализировать и количественно оценить.

Каждый из существующих в настоящее время методов анализа риска и неопределенности имеет свою область применения и свои процедуры, которые во многом и определяют возможности метода.

Обзор качественных и количественных методов анализа риска в экономической деятельности показал, что все они имеют свои достоинства и недостатки с точки зрения использования в системе планирования нефтегазодобывающих предприятий и нефтегазовых компаний.

Предлагаемый в работе системно-методический подход к оценке рисков в долгосрочном плане добычи и реализации нефти и газа нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании обобщает четыре из них.

Алгоритм оценки рисков в системе планирования включает в себя 2 блока (рис. 3.) и построен в соответствии с разработанной классификацией рисков нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании.



Рисунок 3. Алгоритм оценки рисков в системе планирования нефтегазовых компаний и нефтегазодобывающих предприятий

Оценка геологических рисков заключается в систематической оценке геологических неопределенностей, которые оказывают серьезное влияние на подсчет геологических и извлекаемых запасов, как функцию альтернативных геологических моделей в последовательности, приведенной на рис. 4. Используется модифицированный метод Монте-Карло под названием Латинский гиперкуб. Стохастически скомбинированные друг с другом величины геологических рисков с учетом их заранее заданных нормальных распределений дают множественно различных сценариев трехмерных числовых моделей, которые моделируют характеристики коллектора в условиях эксплуатационных ограничений и неопределенностей.

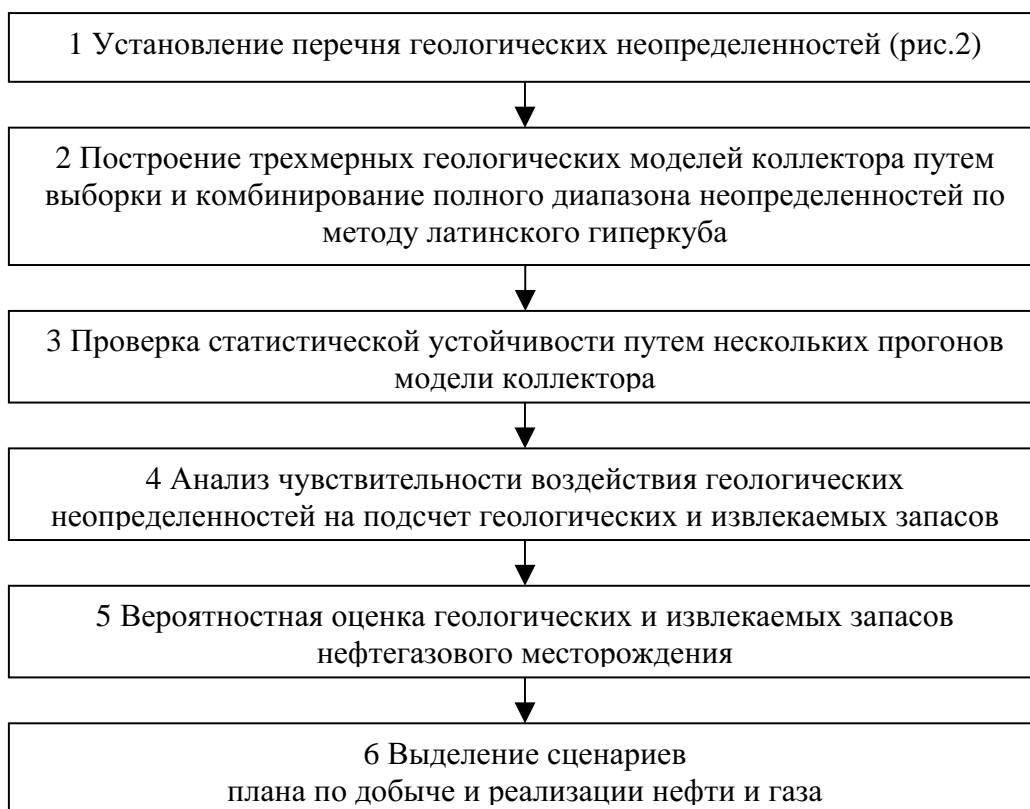


Рисунок 4. Этапы оценки геологических рисков в системе планирования нефтегазодобывающих предприятий

На третьем этапе выделяются результаты, и проверяется их статистическая устойчивость: при постоянном увеличении объема выборки оцениваются средние значения, стандартные отклонения и другие статистические характеристики как функции нескольких прогонов геологической модели.

При анализе чувствительности на четвертом этапе сортируется по степени значительности влияние каждой отдельно взятой неопределенности (структуры, пористости, т.д.) на результат (извлекаемые запасы, распределение геологических запасов и т.д.), путем расчета процента общей изменчивости, которая объясняется каждой неопределенной переменной.

На конечном этапе оценки геологических рисков рассчитываются величины начальных геологических, балансовых и извлекаемых запасов изучаемого нефтегазового месторождения и соответствующие вероятности их нахождения и извлечения в недрах.

Наиболее показательными для последующей оценки являются запасы, вероятность нахождения и извлечения которых равна 10, 50 и 90% соответственно, поэтому по итогам вероятностной оценки запасов разрабатываются 3 сценария добычи жидкости, нефти и газа (табл. 1). Сценарии называются P10, P50, P90, т.к. по сути, являются результатами прямой суммарной плотности статистического распределения, взятыми в качестве основных процентилей (10, 50, 90). Они представляют вероятность того, что результат ниже или равен соответствующему значению процентиля.

Таблица 1

Сценарии добычи соответственно вероятностной оценки запасов

Параметр	Сценарии (вероятность)		
	P10 (90%)	P50 (50%)	P90 (10%)
Начальные геологические запасы, т.			
Балансовые запасы, т.			
Извлекаемые запасы, т.			
Полка добычи, т.			
Продолжительность полки добычи, лет			
Конечный КИН, д. ед.			
Темп отбора запасов, %			

Второй шаг при оценке внутренних рисков на уровне нефтегазодобывающих предприятий заключается в определении производственно-технологического и экологического рисков, возникающих в процессе добычи и реализации нефти и газа (рис. 5).

Статистическая оценка рисков, систематически возникающих во внешней среде нефтегазовой компании, происходит в последовательности, представленной на рис. 6.



Рисунок 5. Этапы оценки внутренних рисков нефтегазодобывающих предприятий

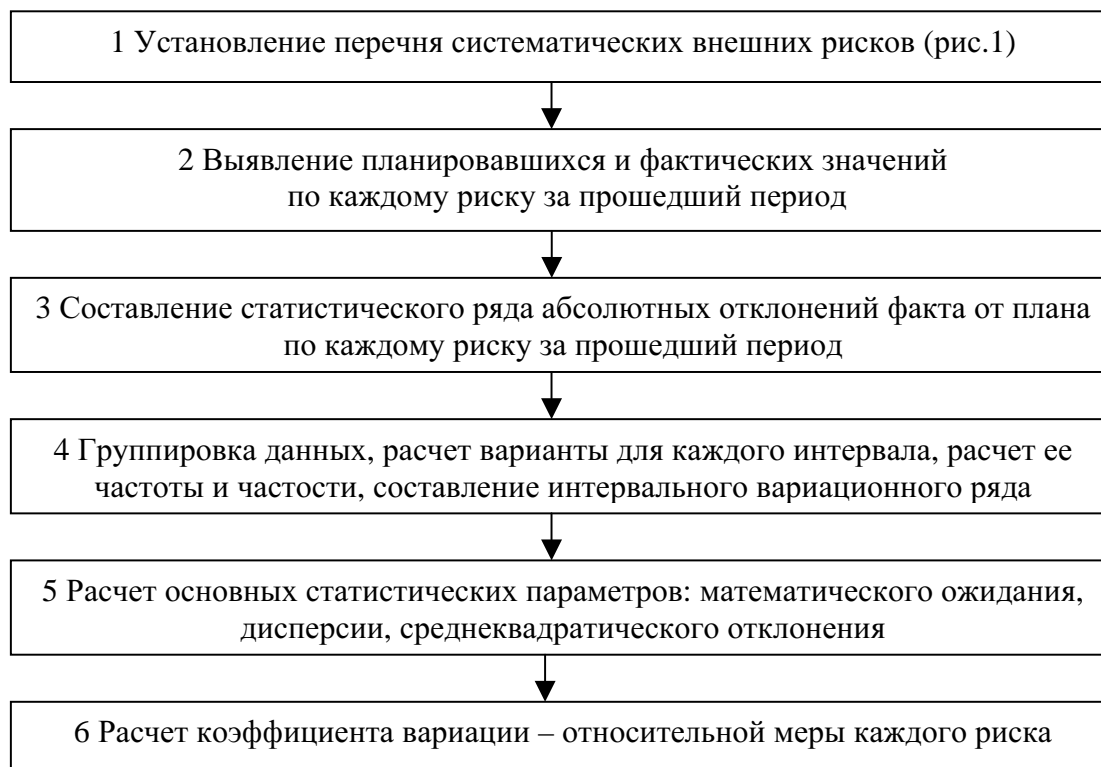


Рисунок 6. Этапы статистической оценки систематических рисков внешней среды нефтегазовой компании

В конечном итоге оценка рисков на уровне нефтегазовой компании заканчивается определением чистого дисконтированного дохода по повышенной норме дисконта с «надбавкой» за риск $\sum_i r_i$, а на уровне нефтегазодобывающего предприятия – без учета «надбавки» по формулам:

$$\text{ЧДД}_{10} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{t10} \times (C_t - C_t) - K_t - \text{Упрт}_t - \text{Уэ}_t}{(1 + E + \sum_t r_{it})^t}, \quad (1)$$

$$\text{ЧДД}_{50} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{t50} \times (C_t - C_t) - K_t - \text{Упрт}_t - \text{Уэ}_t}{(1 + E + \sum_t r_{it})^t}, \quad (2)$$

$$\text{ЧДД}_{90} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_{t90} \times (C_t - C_t) - K_t - \text{Упрт}_t - \text{Уэ}_t}{(1 + E + \sum_t r_{it})^t}, \quad (3)$$

где $\text{ЧДД}_{10/50/90}$ – чистый дисконтированный доход по трем сценариям плана добычи и реализации нефти и газа, соответствующим 90%-ной, 50%-ной и 10%-ной вероятностям оценки запасов с учетом геологических рисков соответственно;

$Q_{t10/50/90}$ – объем продукции в году t по трем сценариям плана добычи и реализации нефти и газа соответственно;

C_t – цена реализации единицы продукции по плану в году t ;

C_t – себестоимость добычи и реализации единицы продукции по плану в году t ;

K_t – капитальные затраты, заложенные в плане в году t ;

Упрт_t – производственно-технологический риск в виде экономического ущерба от аварий в абсолютном выражении по плану в году t ;

Уэ_t – экологический риск в виде экономического ущерба в виде штрафов вследствие аварий по плану в году t ;

E – норма дисконта;

r_i – относительная мера i -го вида риска.

$$r_i = \frac{\sigma_i}{M_i} \quad (4), \quad \sigma_i = \sqrt{D_i} \quad (5), \quad f_i = \frac{m_i}{n_i} \quad (6),$$

$$M_i = \sum_{i=1}^n \overline{\Delta X_i} f_i \quad (7) , \quad D_i = \sum_{i=1}^n (\overline{\Delta X_i} - M_i)^2 f_i \quad (8) , \quad \Delta X_i = |X_{пл_i} - X_{факт_i}| \quad (9) ,$$

где $\overline{\Delta X_i}$ – варианта интервалов вариационного ряда отклонений (ΔX)

факторов i -го вида риска;

$X_{пл/факт}$ – плановое / фактическое значение фактора i -го вида риска;

f_i – частота $\overline{\Delta X_i}$;

m_i – частота (число повторений) $\overline{\Delta X_i}$;

n_i – общее число наблюдений i -го вида риска;

D_i – дисперсия $\overline{\Delta X_i}$;

M_i – математическое ожидание $\overline{\Delta X_i}$;

σ_i – среднеквадратическое отклонение $\overline{\Delta X_i}$;

Производственно-технологический риск в году t находится по формуле:

$$Упрт_t = Упр_t + Ун_t + Урем_t , \quad (10)$$

где $Упр_t$ – ущерб от простоя нефтепромыслового объекта в году t ;

$Ун_t$ – стоимость потерянных нефти, газа и реагентов в результате аварий нефтепромысловых объектов в году t ;

$Урем_t$ – стоимость ремонта нефтепромыслового объекта для ликвидации последствий аварий в году t .

$$Упр_t = Q_n \times t_n \times n \times q_{ном} , \quad (11)$$

где Q_n – производительность оборудования;

t_n – время простоя;

n – количество аварий;

$q_{ном}$ – количество нефти, газа и реагентов, потерянной в результате аварии.

Количество излившейся нефти и химических реагентов является одним из показателей формирования ущерба от аварии нефтепромыслового оборудования. При расчете $Ун_t$ допускается предположение, что обнаружение и отсечение места аварии произведено немедленно после того, как она произошла, и что в результате порыва жидкость, содержащаяся в отсеченном участке трубопровода, вытекла полностью.

$$Ун_t = q_{ном} \times n \times Ц_t , \quad (12)$$

Экологический риск в году t рассчитывается по формуле:

$$Y_{\text{Э}}_t = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M v_{ij} \times e_j , \quad (13)$$

где v_{ij} – количество жидкости, которое может выбрасываться при авариях на землю, в воду и в атмосферу по i -ому виду нефтепромыслового оборудования. Рассчитывается с учетом количества и частоты аварий и удельного распределения веществ при авариях;

e_j – удельная штрафная выплата от сброса в j -ый компонент окружающей среды единицы веществ.

Величина риска (P) в общем виде определяется как разница между значением ЧДД по базовому варианту ($ЧДД_{\text{баз}}$) и ЧДД по трем сценариям плана добычи и реализации нефти и газа, учитывающим риски ($ЧДД_{10/50/90}$):

$$P = ЧДД_{\text{баз}} - ЧДД_{10/50/90} , \quad (14)$$

В соответствии с разработанным методологическим подходом оценки наиболее важных рисков в долгосрочном плане добычи и реализации нефти и газа нефтегазодобывающих предприятий и нефтегазовых компаний был проведен анализ рисков в системе планирования нефтегазовой компании и нефтегазодобывающего предприятия Республики Казахстан.

Нефтегазовое месторождение, взятое в качестве примера для опробования представленной методологии, находится на западе Казахстана вблизи от Каспийского моря. Его балансовые геологические запасы согласно технологической схеме разработки оцениваются в размере 1319 млн. т., а извлекаемые – 500 млн. т. соответственно. В настоящее время и до 2030 года планируется разрабатывать данное нефтегазовое месторождение на естественном режиме.

В результате вероятностного распределения значений добычи посредством моделирования были получены следующие сценарии распределения геологических запасов (табл. 2).

Таблица 2

Результаты вероятностной оценки запасов и пределов добычи

Показатель	Базовый вариант	Сценарии (вероятность)		
		P10 (90%)	P50 (50%)	P90 (10%)
Начальные геологические запасы, млн. т.	3030	2720	3045	3576
Балансовые запасы, млн. т.	1319	1062	1320	1544
Извлекаемые запасы, млн. т.	500	372	535	620
Полка добычи (максимум), млн. т	28	24	29	33
Продолжительность полки добычи, лет	8	7	10	11
Конечный КИН, д. ед.	0,461	0,452	0,487	0,472
Отбор балансовых запасов на конец периода, %	46,13	45,24	48,75	47,18
Среднегодовой темп отбора извлекаемых запасов, %	4,00	4,00	4,00	4,00
Темп отбора извлекаемых запасов в период максимальной добычи, %	5,68	6,53	5,33	5,27
Суммарная добыча за 2006 - 2030гг				
нефти, млн. т.	500	372	535	620
жидкости, млн. т	549	412	587	679
газа, млн. м ³	292508	246463	291117	335671
Накопленная добыча с начала разработки				
нефти, млн. т.	609	480	643	728
жидкости, млн. т	659	523	696	788
газа, млрд. м ³	348	303	347	391
Обводненность продукции за 2006 - 2030гг, %				
максимум	20,77	23,11	20,64	20,88
среднее	10,54	12,15	10,10	9,71
минимум	1,26	2,11	1,49	1,51
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут				
максимум	658,66	563,31	652,23	726,67
среднее	365,16	287,56	381,54	433,55
минимум	58,54	28,03	72,58	92,08
Среднесуточный дебит по жидкости, т/сут				
максимум	680,90	596,29	680,90	773,04
среднее	388,97	309,13	406,43	462,53
минимум	72,88	35,95	90,21	114,79
Среднесуточный дебит по газу, тыс.м ³ /сут				
максимум	334,62	284,25	333,15	367,66
среднее	198,43	168,19	198,46	227,96
минимум	60,02	51,11	60,28	69,06

В целом сценарий разработки нефтегазового месторождения, соответствующий 50%-ной вероятности, очень близок к базовому варианту. Однако полученные результаты по двум другим вариантам позволяют утверждать, что без учета геологического риска существует возможность снижения или увеличения дохода от добычи и реализации нефти и газа по сравнению с базовым вариантом.

Итоги статистической оценки всех систематических рисков внешней среды нефтегазовой компании Республики Казахстан, на основе которой определяется величина «надбавки за риск», представлены в табл. 3.

Таблица 3

Итоги статистической оценки систематических рисков
внешней среды нефтегазовой компании Республики Казахстан

Вид риска	Математическое ожидание	Стандартное отклонение	Коэффициент вариации (надбавка за риск),%
ФОРС-МАЖОРНЫЙ			0,04
РЫНОЧНЫЙ			
цена на нефть	8,74	6,75	0,77
уровень инфляции	419,79	261,78	0,62
КРЕДИТНО-БАНКОВСКИЙ			
ставка рефинансирования	23,83	12,84	0,54
ставка по кредитам юридическим лицам	2,25	1,29	0,57
ВАЛЮТНЫЙ			
курс тенге к доллару	5,26	2,94	0,56
ЗАКОНОТВОРЧЕСКИЙ			
ставка налога на прибыль	26,33	5,62	0,21
ставка НДС	23,67	3,54	0,15
Итого			3,46

Без изменения величин капиталовложений, ставок налогов, цен на нефть и газ, нормы дисконта и других исходных данных в диссертационной работе по вышеприведенным формулам был рассчитан чистый дисконтированный доход от добычи и реализации нефти и газа с учетом рисков отдельно для нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании Республики Казахстан за период с 2006 по 2030 год (табл. 4).

Таблица 4

Результаты расчета рисков на уровне нефтегазодобывающего предприятия и нефтегазовой компании Республики Казахстан, млрд. долл.

Показатель	Сценарии (вероятность)		
	P10 (90%)	P50 (50%)	P90 (10%)
Геологический риск	36,51	21,79	12,53
Сумма геологического, производственно-технологического и экологического рисков	37,32	22,61	13,34
Суммарный риск нефтегазовой компании	44,51	33,20	26,43

На уровне нефтегазовой компании чистый дисконтированный доход плана добычи и реализации нефти и газа за период с 2006 по 2030 год представлен на рис. 7.

По итогам расчетов можно сделать вывод, что риск снижения ЧДД на 36-60% по трем сценариям долгосрочного плана нефтегазовой компании Казахстана очень высок.

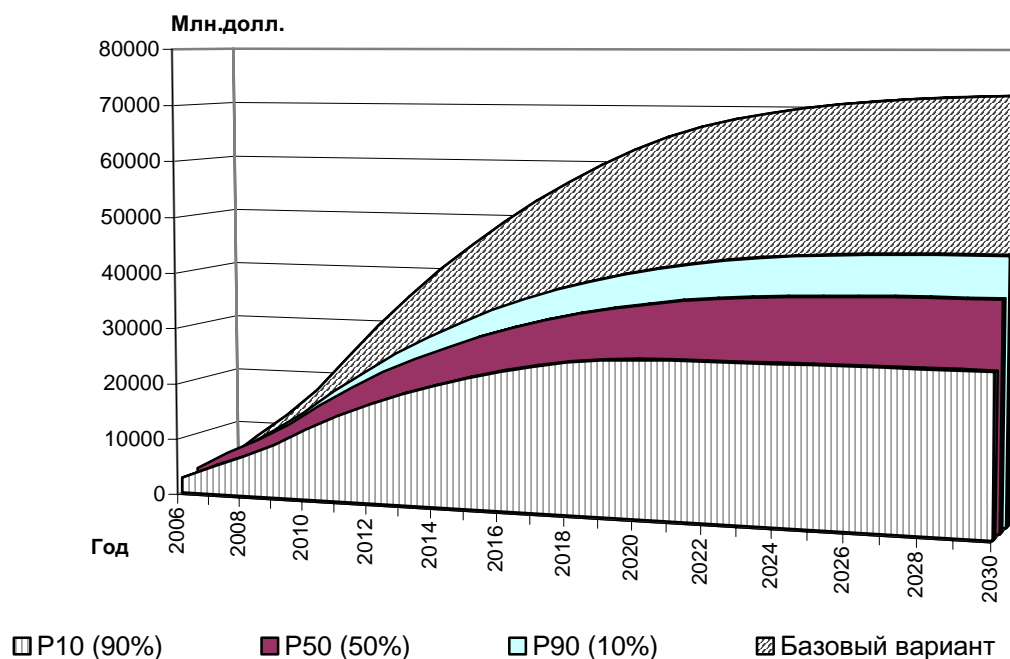


Рисунок 7. ЧДД долгосрочного плана по добыче и реализации нефти и газа нефтегазовой компании Казахстана с учетом факторов риска

Таким образом, практическая значимость результатов представленных исследований заключается в том, что они создают основу практически-ориентированного инструментария для оценки рисков при планировании деятельности в сфере добычи и реализации углеводородного сырья.

Предложенный системно-методический подход позволяет руководителям предприятий нефтегазодобывающей промышленности:

- разработать различные сценарии планирования добычи и реализации нефти и газа в условиях недостатка информации и неопределенности большинства исходных данных;
- количественно выразить величину возможных экономических потерь в случае развития неблагоприятных ситуаций в процессе выполнения планов по добыче и реализации углеводородного сырья;
- оптимизировать систему планирования деятельности и добиваться большего соответствия фактически достигнутых результатов их плановым значениям.