Инструменты снижения рисков ценового прогнозирования в стратегическом планировании нефтегазовых компаний

Кох Лариса Вячеславовна
доктор экономических наук, профессор, кафедра международных экономических отношений, Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, lkokh@mail.ru,

Матюшин Даниил Викторович
аспирант, кафедра международных экономических отношений, Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, dvmatyushin@gmail.com

В статье рассматриваются управленческие инструменты, позволяющие нефтегазовым компаниям снижать уязвимость стратегических решений, связанную с ошибками в прогнозировании цен на нефть. В отличие от природы и измерения самой прогнозной ошибки, в центре внимания находится вопрос о том, каким образом компания может выстроить систему защиты от последствий такой ошибки независимо от ее источника. Рассмотрены четыре взаимодополняющих механизма: сценарное планирование и стресс-тестирование инвестиционных решений, архитектура заемного финансирования на основе оценки запасов с периодическим пересмотром лимита кредитования, применение статистических моделей оценки рыночного риска, а также практика хеджирования ценовых рисков на российском и зарубежном рынке. Продемонстрировано, что эффективность каждого инструмента ограничена определенными условиями применения, а наибольшую устойчивость обеспечивает не отдельный механизм, а их согласованное сочетание в рамках интегрированного процесса корпоративного планирования.
Ключевые слова: нефть, нефтяной рынок, стратегическое планирование, стресс-тестирование, сценарное планирование, хеджирование.

Введение

Проявление ошибок в прогнозировании цены на нефть представляет собой неотъемлемую характеристику рынка. Даже наиболее методологически проработанные модели систематически расходятся с фактической динамикой цен на горизонте нескольких лет, что подтверждается регулярным пересмотром прогнозов ведущих институциональных организаций на энергетическом рынке. Из этого следует практический вывод, который заключается в том, что устойчивость стратегии нефтегазовой компании нельзя обеспечить исключительно повышением точности прогноза. Ее следует конструировать вокруг способности компании ограничивать последствия ошибки.

Данная задача решается не одним инструментом, а сочетанием нескольких управленческих механизмов, каждый из которых защищает определенный контур деятельности компании. Сценарное планирование и стресс-тестирование ограничивают риск на уровне отдельного инвестиционного решения. Архитектура заемного финансирования, привязанная к регулярно пересматриваемой оценке запасов, ограничивает риск на уровне долговой нагрузки. Статистические модели рыночного риска количественно определяют границы возможных потерь на уровне портфеля добывающих и торговых подразделений. Хеджирование напрямую фиксирует часть будущего денежного потока независимо от фактической динамики цены.

Цель данной статьи – систематизировать перечисленные инструменты, а также показать условия их эффективного применения и ограничения, присущие каждому из них. Описанная систематизация дополняет представление о механизме влияния ценовой ошибки на инвестиционные решения компании содержательным описанием управленческого ответа на этот риск.

Сценарное планирование и стресс-тестирование

Сценарный анализ представляет собой метод оценки проекта, при котором формируется несколько целостных вариантов развития событий, не противоречащих друг другу. Каждый сценарий объединяет в себе взаимосвязанную систему технических, экономических, коммерческих и организационных параметров, что отличает его от простого перебора отдельных переменных. Стандартная практика предполагает построение базового сценария, отражающего наиболее вероятное развитие проекта, а также оптимистичного и пессимистичного вариантов, характеризующих благоприятное или неблагоприятное сочетание рыночных и производственных факторов [17]. При этом, для крупных или стратегически значимых проектов количество сценариев может быть увеличено за счет отдельного моделирования ускоренного или поэтапного графика строительства, задержки ввода инфраструктуры или ограничения доступа к отдельным технологиям.

Построение сценариев на практике начинается с формирования базовой модели проекта и последующего анализа чувствительности, который позволяет выявить переменные, оказывающие наибольшее влияние на итоговый результат. Необходимо отметить, что именно эти критические факторы затем используются для формирования согласованных, содержательно обоснованных сценариев, после чего проводится непосредственно процедура стресс-тестирования [17]. В отличие от обычного сценария, стресс-тест рассматривает редкий и потенциально катастрофический вариант развития событий для конкретного инвестиционного проекта, а не наиболее вероятный. Он может включать длительное падение цены реализации, одновременный рост стоимости оборудования и заемного финансирования, задержку ввода объекта на год и более, а также низкие показатели проектной производительности или ограничение экспортных маршрутов [17]. Задача такого теста состоит в том, чтобы определить предел устойчивости проекта, тот уровень отклонения ключевых параметров, после которого проект перестает быть жизнеспособным без дополнительного финансирования или проведения реструктуризации.

По результатам стресс-теста компания определяет, располагает ли проект достаточным резервом ликвидности, способен ли он выполнять обязательства перед кредиторами в условиях реализации негативного сценария и какие статьи расходов допускается сократить без критического влияния на безопасность и производственную программу [17]. Более широкий взгляд на эту практику предлагает методология интегрированного бизнес-планирования, применяемая в нефтегазовом секторе. В данном варианте стресс-тестирование выстраивается как трехуровневая архитектура, включающая дизайн сценариев, вычислительную обработку и управление результатами, причем драйверы риска заранее разделяются на макроэкономические и отраслевые, а горизонты анализа охватывают краткосрочную, среднесрочную и долгосрочную перспективу [9]. Ключевым элементом такой архитектуры является заблаговременное определение пороговых значений триггеров, при достижении которых компания переходит от одного сценария действий к другому, что позволяет не задерживать управленческую реакцию на изменение рыночных условий [9].

Ретроспективный анализ применения подобного подхода на практике связан с опытом компании Shell, которая еще в начале 1970-х годов подготовила два равноправных, детально проработанных сценария развития нефтяного рынка

вместо единственного прогноза стабильных цен, и заранее описала, какие стратегические решения останутся оправданными в каждом из них.

С точки зрения стратегического планирования, ценность описанного подхода состоит не в повышении точности отдельного прогноза, а в снижении чувствительности всей стратегии к ошибке прогнозирования как таковой, то есть компания, заранее продумавшая свои действия при разных вариантах развития рыночной конъюнктуры, реагирует на неожиданное изменение цены значительно быстрее и с меньшими потерями.

Заемное финансирование, привязанное к оценке запасов

Отдельный контур защиты от последствий ценовой ошибки связан с общей структурой заемного капитала компании. В международной практике, в особенности среди независимых производителей Северной Америки, широко распространена модель кредитования, привязанная к стоимости доказанных запасов или кредитование на основе запасов. В рамках данной модели максимальный доступный компании объем заимствования (лимит кредитования), определяется не общей кредитоспособностью заемщика, а дисконтированной стоимостью его доказанных запасов, рассчитанной по консервативному ценовому прогнозу, который устанавливает сам кредитор [14].

Важно подчеркнуть, что ценовой прогноз, используемый банком для расчета стоимости запасов, как правило, устанавливается ниже рыночной форвардной кривой на несколько долларов за баррель, создавая тем самым запас прочности против дальнейшего падения цен [13]. При этом, различные категории запасов получают дифференцированные ставки авансирования при включении в расчет лимита кредитования. Например, для доказанных разрабатываемых запасов с подтвержденной историей добычи, ставка может достигать 95-99% от их расчетной стоимости, тогда как для неразработанных доказанных запасов, требующих дополнительных капитальных затрат на освоение, он снижается до 20-40% [13]. Представленная система градации коэффициентов отражает разную степень уверенности кредитора в будущей реализации соответствующих запасов, а также ограничивает влияние наиболее уязвимых, еще не введенных в разработку активов на общий объем доступного компании финансирования.

Таблица 1

Зависимость ставки авансирования от категории запасов

Категория запасов	Типичная ставка авансирования	Обоснование
PDP (доказанная разработка с добычей)	60–70 % от PV-10	Наименьший риск: скважины добывают с известными профилями снижения добычи
PDNP (доказанная разработка без добычи)	40–60 % от PV-10	Средний риск: скважины существуют, но требуют заканчивания или реактивации
PUD (доказанная неразработанность)	20–40 % от PV-10	Наибольший риск: требует полного капиталовложения в бурение и заканчивание
Вероятная / возможная	0 % (как правило, исключается)	Слишком неопределенно для целей кредитования

Источник: IB Interview Questions [13]

Ключевым элементом описанной архитектуры является процедура периодического пересмотра лимита кредитования, которая обычно происходит два раза в год, весной и осенью. Она учитывает как изменение фактических цен на нефть, так и истощение существующих запасов, а также приобретение новых активов [11, 14]. Данная процедура выступает основным механизмом имплементации ценовой ошибки в реальное сокращение доступного компании финансирования. То есть, если фактическая цена нефти оказывается существенно ниже той, что была заложена в предыдущий расчет лимита, очередной пересмотр приводит к сокращению доступного объема заимствования. При этом, если объем уже привлеченных компанией средств превышает обновленный, сниженный лимит, образуется дефицит лимита кредитования, требующий от заемщика либо немедленного частичного погашения задолженности, либо предоставления дополнительного обеспечения активами [11].

Представленная особенность архитектуры заемного финансирования во многом объясняет, почему длительный период низких цен 2015-2016 годов обернулся не просто снижением прибыли коммерческих нефтегазовых компаний, а привел к масштабной волне сокращений доступного финансирования и последующей реструктуризации задолженности для значительной части независимых производителей. Падение цен транслировалось в сокращение расчетной стоимости запасов, что при очередном пересмотре автоматически уменьшало доступный объем заемных средств, независимо от их операционных показателей [15].

В качестве дополнительного фактора, который может усугубить положение компании выступают ковенанты кредитных соглашений. Как правило, ограничение отношения долга к показателю прибыли до вычета процентов, налогов и амортизации закладывается на уровне не выше четырех. При этом, нарушение описанных ковенант дает кредиторам право требовать досрочного погашения задолженности [15].

Таким образом, получается, что компания, оценивающая устойчивость своей долговой нагрузки, должна анализировать не только базовый прогноз цены, но и то, как изменится ее кредитный лимит при пересмотре, в случае реализации стрессового сценария, поскольку данная процедура, чаще всего становится причиной дефицита ликвидности у конкретной компании.

Статистические модели оценки рыночного риска

Еще один инструмент снижения уязвимости связан с количественной оценкой границ возможных потерь от изменения цены на нефть с помощью статистических моделей рыночного риска. Наиболее распространенной методологией такого рода является показатель максимально возможных потерь портфеля при заданном уровне доверительной вероятности на определенном временном горизонте, который изначально был разработан для банковского сектора и впоследствии адаптирован для оценки товарных рынков, включая рынок нефти [16]. Формально этот показатель определяется как максимальный размер потерь, который с заданной вероятностью, как правило, 95% или 99% процентов не будет превышен в течение установленного периода при нормальных условиях функционирования рынка [4].

С точки зрения практического применения для предприятий нефтегазовой отрасли, данные модели переводят качественное представление о ценовом риске в единую количественную величину, выраженную в денежном эквиваленте, что позволяет сопоставить риск разных активов и торговых позиций между собой и установить формальные лимиты риск-аппетита для торговых и финансовых подразделений [5]. На практике применяются следующие методы расчета данного показателя: метод исторического моделирования, основанный на фактическом распределении прошлых изменений цены, дисперсионно-ковариационный метод, предполагающий определенную форму распределения доходности, и метод статистического моделирования Монте-Карло [6].

Тем не менее, несмотря на все положительные стороны данного инструмента, он обладает определенным методологическим ограничением, которое заключается в том, что инструмент не предназначен для оценки редких рыночных изменений, к которым относятся структурные ценовые шоки, представляющие наибольшую угрозу для стратегических решений компании. Модель оценивает типичные потери при нормальном функционировании рынка и систематически недооценивает риск в периоды структурных шоков, подобных тем, что наблюдались в 2014-2016 и 2020 годах. По этой причине данный инструмент следует рассматривать лишь как дополнение к сценарному стресс-тестированию. Один инструмент будет обеспечивать регулярный, количественно точный контроль риска в обычных рыночных условиях, тогда как второй позволит оценивать устойчивость к событиям, которые статистическая модель риска в принципе не способна предсказать.

Хеджирование ценовых рисков

Наиболее прямым способом снизить влияние ценовой ошибки на денежный поток компании остается хеджирование, то есть фиксация цены реализации части будущей добычи с помощью производных финансовых инструментов. Зарубежная практика применения данного инструмента достаточно обширна. Например, компания «Pioneer Natural Resources» в 2016 году застраховала около 85% добычи, что хоть и не полностью, но смягчило урон от значительного падения цен на нефть.

В свою очередь, российская практика применения такого инструмента демонстрирует неоднородные результаты. Например, компания «РуссНефть» осенью 2017 года заключила сделки по хеджированию цен на нефть марки Brent с использованием пут- и колл-опционов, стремясь защититься от падения цены ниже определенного порога, однако, в условиях последующего роста цен, эти сделки принесли компании убытки по обязательствам колл-опциона [3]. Описанный пример демонстрирует важную методическую особенность хеджирования, заключающуюся в том, что инструмент, ограничивающий потери при неблагоприятном сценарии, одновременно ограничивает и выигрыш при благоприятном развитии событий, что делает решение о хеджировании управленческим компромиссом, а не безусловно выгодной стратегией.

Необходимо отметить, что академические исследования международного нефтяного рынка подтверждают, что эффективность хедж-стратегии напрямую зависит от выбора модели, используемой для расчета оптимального коэффициента хеджирования. Сравнительный анализ нескольких многомерных моделей волатильности для спот- и фьючерсного рынков нефти сортов Brent и WTI демонстрирует, что модели, учитывающие динамическую корреляцию между спотовой и фьючерсной ценой, обеспечивают более эффективное снижение риска портфеля по сравнению с более простыми статическими подходами к расчету коэффициента хеджирования [7].

На уровне государственной политики идея хеджирования ценовых рисков тоже находит применение. В частности, в Мексике программа хеджирования на базе пут-опционов существует уже 30 лет. Впервые она была применена для защиты нефтяных доходов страны в 1991 году, во время первой войны в Персидском заливе, однако, впоследствии была свернута и в течение 10 лет не использовалась, после чего вновь возобновилась. С начала 2000-х годов программы хеджирования реализовывались каждый год, за исключением 2003 и 2004 годов, когда цены на нефть росли и не нуждались в дополнительной защите [2].

В период 2001-2008 годов система хеджирования нефтяных цен не приносила поступлений в мексиканский бюджет, так как реальные цены на нефть

оказывались выше значений, указанных в договорах хеджирования. Тем не менее, преимущества данной системы стали очевидны в 2009 году, после резкого падения мировых нефтяных котировок. Благодаря тому, что цены были захеджированы на уровне 70 долл./барр., были обеспечены значительные поступления в бюджет страны. Однако, самыми плодотворными для бюджета оказались 2015-2016 годы, когда бюджет получил более 5,5 млрд долларов за счет данного инструмента. При этом затраты на хеджирование относительно невелики, обычно они не превышают 0,1% от ВВП в год или около 1 млрд долларов в год [2].

Таблица 2
Баланс операций хеджирования нефтяных цен в Мексике в 2001-2016 годах

Год	Объем хеджирования, млн барр	Цена хеджирования, долл./барр.	Стоимость хеджирования, млн мекс. песо	Поступления от хеджирования		
				Поступления за год	Баланс за год	Накопленный результат
2001	200,0	20,5	2 020,6	0,0	-2 020,6	-2 020,6
2002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2 020,6
2003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2 020,6
2004	н/д	н/д	6 649,0	0,0	-6 649,0	-8 669,6
2005	н/д	н/д	7 373,0	0,0	-7 373,0	-16 042,6
2006	454,4	н/д	5 692,0	0,0	-5 692,0	-21 734,6
2007	н/д	н/д	7 122,0	0,0	-7 122,0	-28 856,6
2008	435,0	46,8	15 497,0	0,0	-15 497,0	-44 353,6
2009	330,0	70,0	15 561,0	64 353,1	48 792,1	4 438,5
2010	230,0	57,0	10 294,0	0,0	-10 294,0	-5 855,5
2011	222,0	63,0	14 421,0	0,0	-14 421,0	-20 276,5
2012	211,0	85,0	11 729,0	0,0	-11 729,0	-32 005,5
2013	217,0	86,0	4 988,0	0,0	-4 988,0	-36 993,5
2014	215,0	81,0	12 686,0	0,0	-12 686,0	-49 679,5
2015	228,0	79,0	17 503,0	107 512,4	90 009,4	40 329,9
2016	212,0	49,0	19 016,0	53 738,0	34 722,0	75 051,9
Итого			**156 783,6**	**225 603,5**	**75 051,9**	**75 051,9**

Источник: Centro de Estudios de las Finanzas Publicas [10]

Аналогичный механизм хеджирования обсуждался и в России, применительно к нефтегазовым доходам бюджета. Предложение содержало формирование механизма по аналогии с применяемым в Мексике и предполагало покупку пут-опционов за счет средств Фонда национального благосостояния для защиты от резкого падения цен на мировых рынках [1]. Согласно расчетам бывшего министра экономического развития Максима Орешкина, потенциальный выигрыш от применения инструмента хеджирования по мексиканской схеме в 2020 году мог превысить 2 трлн рублей. Тем не менее, Центральный Банк и Министерство Финансов высказались против внедрения данного механизма, в результате чего он так и не был запущен.

Дополнительно стоит отметить, что комплексные модели управления ценовым риском в нефтегазовых компаниях представляют из себя более продвинутые инструменты, нежели простое хеджирование отдельных позиций. Они включают оптимизацию портфеля производных инструментов одновременно по нескольким бизнес-подразделениям (добыче, переработке и торговле), с учетом заданного компанией уровня толерантности к риску [12]. Такой интегрированный подход позволяет учитывать естественную корреляцию между результатами различных подразделений компании и избегать избыточного хеджирования там, где риски одного направления бизнеса частично компенсируются противоположной динамикой другого.

Выводы

В ходе проведенного исследования были систематизированы основные управленческие инструменты, позволяющие нефтегазовым компаниям снижать уязвимость стратегических решений к ошибкам ценового прогнозирования, а также продемонстрировано, каким образом каждый из этих инструментов защищает определенный контур деятельности компании. Опираясь на полученные результаты, следует сделать следующие выводы:

– Устойчивость стратегического планирования нефтегазовой компании не может быть обеспечена повышением точности прогноза как такового, поскольку систематическое расхождение прогнозных и фактических цен на нефть представляет собой неотъемлемую характеристику рынка. В этих условиях управленческие решения должны строиться на ограничении ее последствий на разных уровнях принятия решений;

– Защита от ценовой ошибки требует разноуровневого подхода. Сценарное планирование и стресс-тестирование ограничивают риск на этапе принятия решения по отдельному инвестиционному проекту, архитектура заемного финансирования на основе оценки запасов определяет скорость и масштаб трансляции ценового шока в сокращение доступного компании капитала, а статистические модели рыночного риска количественно ограничивают потери в текущей операционной деятельности;

– Особое значение для понимания механизма распространения ценовой ошибки имеет процедура периодического пересмотра лимита кредитования при использовании кредитования на основе подтвержденных запасов, так как падение цены транслируется в сокращение расчетной стоимости запасов и, соответственно, доступного объема заимствования, что подтверждается опытом волны реструктуризаций независимых производителей в период 2015-2016 годов;

– Хеджирование ценовых рисков на примере как зарубежных программ, так и российской корпоративной практики демонстрирует, что фиксация цены реализации способна компенсировать издержки в периоды стабильной конъюнктуры за счет существенного смягчения потерь в кризисные периоды, хотя, и ограничивает потенциальный выигрыш при благоприятном развитии цен;

– Ни один из рассмотренных инструментов не обеспечивает полной защиты компании от последствий ошибочного прогноза при обособленном использовании, поскольку каждый из них имеет собственные методологические и практические ограничения. Устойчивость стратегического планирования нефтегазовой отрасли достигается исключительно за счет согласованного применения сценарного анализа, архитектуры заемного финансирования, статистических моделей риска и инструментов хеджирования в рамках единого интегрированного процесса управления рисками, что все более отчетливо отражается в современной корпоративной и научной практике управления нефтегазовыми активами.

Литература

1. В РФ задумались о хеджировании нефтегазовых доходов путем покупки пут-опционов на деньги ФНБ // Интерфакс URL: https://www.interfax.ru/business/718517 (дата обращения: 07.09.2026).
2. Иванов Н.А., ред. Биржевая торговля энергоресурсами: истоки и развитие. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. - 365 с.
3. «РуссНефть» захеджировала риски снижения цен на нефть // РБК. URL: https://www.interfax.ru/business/718517 (дата обращения: 07.09.2026).
4. Applying Value at Risk (VaR) Analysis to Brent Blend Oil Prices // DiVA Portal. URL: https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:451599/FULLTEXT01.pdf (дата обращения: 07.09.2026).
5. Asche F., Dahl R., Oglend A. Risk Assessment for the Portfolio of Oil and Gas Producers // UiS Working Papers in Economics and Finance. - 2013. - №3.
6. Cabedo J.D., Moya I. Estimating oil price 'Value at Risk' using the historical simulation approach // Energy Economics. - 2003. - №25(3). - С. 239-253.
7. Chang C-L., McAleer M., Tansuchat R. Crude oil hedging strategies using dynamic multivariate GARCH // Energy Economics. - 2011. - №33(5). - С. 912-923.
8. From scenario planning to stress testing: The next step for energy companies // McKinsey & Company. URL: https://www.mckinsey.com/capabilities/risk-and-resilience/our-insights/from-scenario-planning-to-stress-testing-the-next-step-for-energy-companies (дата обращения: 07.09.2026).
9. Lei G., Hagspiel V., Stanko M. Price Stress Testing in Offshore Oil Field Development Planning // Energy. - 2023. - №263.
10. Manejo de las Coberturas Petroleras en Mexico: Nota Informativa No. 018/2017 // Centro de Estudios de las Finanzas Publicas URL: https://www.cefp.gob.mx/publicaciones/nota/2017/notacefp0182017.pdf (дата обращения: 07.09.2026).
11. Oil and Gas Companies Brace for Fall Redeterminations // Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP. URL: https://www.skadden.com/-/media/files/publications/2015/10/oilandgascompaniesbraceforfallredeterminations.pdf (дата обращения: 07.09.2026).
12. Quintino A., Lourenco J. C., Catalao-Lopes M. An Integrated Risk Management Model for an Oil and Gas Company // International Journal of Economics and Statistics. - 2022. - №10. - С. 80-87.
13. Reserve-Based Lending: How It Works // IB Interview Questions. URL: https://ibinterviewquestions.com/guides/energy-investment-banking/reserve-based-lending-mechanics (дата обращения: 07.09.2026).
14. Reserve Base Lending and the Outlook for Shale Oil and Gas Finance // Center on Global Energy Policy, Columbia University SIPA. URL: https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/reserve-base-lending-and-the-outlook-for-shale-oil-and-gas-finance/ (дата обращения: 07.09.2026).
15. Reserve Base Lending and the Outlook for Shale Oil and Gas Finance: Full Report // Center on Global Energy Policy, Columbia University SIPA, URL: https://www.energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/CGEPReserveBaseLendingAndTheOutlookForShaleOilAndGasFinance.pdf (дата обращения: 07.09.2026).
16. Sadeghi M., Shavvalpour S. Energy risk management and value at risk modeling // Energy Policy. - 2006. - №34(18). - С. 3367-3373.
17. Scenario Applications: Stress Testing Companies in the Energy Value Chain // Cambridge Centre for Risk Studies URL: https://www.jbs.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2021/11/crs-scenario-applications-stress-testing-companies-in-the-energy-value-chain.pdf (дата обращения: 07.09.2026).

Tools for Mitigating Price Forecasting Risks in the Strategic Planning of Oil and Gas Companies

Kokh L.V., Matyushin D.V.
State Marine Technical University

JEL classification: B00, D20, E22, E44, L23, L51, L52, M11, M20, M30, Z33

This article examines management tools that enable oil and gas companies to reduce the vulnerability of strategic decisions to errors in oil price forecasting. Rather than focusing on the nature or measurement of the forecast error itself, the analysis centers on how a company can build a system to safeguard against the consequences of such errors, regardless of their source. Four

complementary mechanisms are discussed: scenario planning and stress testing of investment decisions; debt financing structures based on reserve valuations with periodic credit limit reviews; the use of statistical models to assess market risk; and price risk hedging practices in both domestic and international markets. The study demonstrates that the effectiveness of each tool is contingent upon specific conditions of application, and that maximum resilience is achieved not by any single mechanism, but by a coordinated combination of them within an integrated corporate planning process.
Keywords: oil, oil market, strategic planning, stress testing, scenario planning, hedging.

References

1. Russia considers hedging oil and gas revenues by purchasing put options using National Wealth Fund assets // Interfax. URL: https://www.interfax.ru/business/718517 (accessed: 07.09.2026).
2. Ivanov N.A., ed. Exchange Trading of Energy Resources: Origins and Development. – Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2022. – 365 p.
3. RussNeft hedges against oil price decline risks // RBC. URL: https://www.interfax.ru/business/718517 (accessed: 07.09.2026).
4. Applying Value at Risk (VaR) Analysis to Brent Blend Oil Prices // DiVA Portal. URL: https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:451599/FULLTEXT01.pdf (accessed: 07.09.2026).
5. Asche F., Dahl R., Oglend A. Risk Assessment for the Portfolio of Oil and Gas Producers // UiS Working Papers in Economics and Finance. - 2013. - №3.
6. Cabedo J.D., Moya I. Estimating oil price 'Value at Risk' using the historical simulation approach // Energy Economics. - 2003. - №25(3). - p. 239-253.
7. Chang C-L., McAleer M., Tansuchat R. Crude oil hedging strategies using dynamic multivariate GARCH // Energy Economics. - 2011. - №33(5). - p. 912-923.
8. From scenario planning to stress testing: The next step for energy companies // McKinsey & Company. URL: https://www.mckinsey.com/capabilities/risk-and-resilience/our-insights/from-scenario-planning-to-stress-testing-the-next-step-for-energy-companies (accessed: 07.09.2026).
9. Lei G., Hagspiel V., Stanko M. Price Stress Testing in Offshore Oil Field Development Planning // Energy. - 2023. - №263.
10. Manejo de las Coberturas Petroleras en Mexico: Nota Informativa No. 018/2017 // Centro de Estudios de las Finanzas Publicas URL: https://www.cefp.gob.mx/publicaciones/nota/2017/notacefp0182017.pdf (accessed: 07.09.2026).
11. Oil and Gas Companies Brace for Fall Redeterminations // Skadden, Arps, Slate, Meagher & Flom LLP. URL: https://www.skadden.com/-/media/files/publications/2015/10/oilandgascompaniesbraceforfallredeterminations.pdf (accessed: 07.09.2026).
12. Quintino A., Lourenco J. C., Catalao-Lopes M. An Integrated Risk Management Model for an Oil and Gas Company // International Journal of Economics and Statistics. - 2022. - №10. - p. 80-87.
13. Reserve-Based Lending: How It Works // IB Interview Questions. URL: https://ibinterviewquestions.com/guides/energy-investment-banking/reserve-based-lending-mechanics (accessed: 07.09.2026).
14. Reserve Base Lending and the Outlook for Shale Oil and Gas Finance // Center on Global Energy Policy, Columbia University SIPA. URL: https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/reserve-base-lending-and-the-outlook-for-shale-oil-and-gas-finance/ (accessed: 07.09.2026).
15. Reserve Base Lending and the Outlook for Shale Oil and Gas Finance: Full Report // Center on Global Energy Policy, Columbia University SIPA, URL: https://www.energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/CGEPReserveBaseLendingAndTheOutlookForShaleOilAndGasFinance.pdf (accessed: 07.09.2026).
16. Sadeghi M., Shavvalpour S. Energy risk management and value at risk modeling // Energy Policy. - 2006. - №34(18). - p. 3367-3373.
17. Scenario Applications: Stress Testing Companies in the Energy Value Chain // Cambridge Centre for Risk Studies URL: https://www.jbs.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2021/11/crs-scenario-applications-stress-testing-companies-in-the-energy-value-chain.pdf (accessed: 07.09.2026).