

### 3.8. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ ПЛАНА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТАБИЛИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Рамазанов Д.Н., преподаватель, кафедра экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности

ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

В статье рассматриваются вопросы разработки подхода по количественному учету рисков при планировании методов увеличения нефтеотдачи, необходимого для успешной доработки нефтяных месторождений при существующих ограничениях и с приемлемым уровнем риска. Разработаны критерии оценки экономической эффективности прогнозируемых методов увеличения нефтеотдачи в условиях риска и сформирована двукритериальная экономико-математическая модель формирования портфеля мероприятий по стабилизации добычи нефти с приемлемым уровнем риска.

#### ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

В экономике Российской Федерации нефтегазовый комплекс занимает ведущее место: около 40% фондов промышленных предприятий и 13% балансовой стоимости основных фондов экономики страны сосредоточено именно в сфере недропользования. В балансе первичных топливно-энергетических ресурсов РФ ресурсы нефти составляют более 38%. При этом если доля добавленной стоимости отраслей топливно-энергетического комплекса в объеме ВВП в 2007 г. составила 30,9%, то вклад нефтяного комплекса – 21,4%, а нефтехимического комплекса – 0,4%. В нефтяном комплексе занято более 2 млн. чел., которые производят около 30% всего объема промышленной продукции.

Анализ современного состояния и проблем нефтедобычи РФ показывает, что большинство нефтедобывающих регионов страны перешли уровень максимальной добычи, основные нефтегазовые месторождения вступили в поздние и завершающие стадии разработки, а рост нефтедобычи в последние годы обеспечивается только форсированным отбором активных запасов на действующих месторождениях. Доля РФ в мировой добыче нефти составляет 12,1%, а в потреблении 3,4%. Несмотря на лидерство РФ в мировой добыче нефти, темпы роста добычи в стране, резко снизившийся в 2005 г., в настоящее время практически отсутствуют. При этом все это сопровождается сильным ростом обводненности добываемой продукции, достигшей в среднем по стране 83,7%, опережающей компенсацией закачки и, начиная с 1994 г., отрицательным приростом запасов нефти. Выработанность запасов основных нефтегазоносных провинций составляет:

- на Северном Кавказе – 70-80%;
- в регионах Урало-Поволжья – 50-70%;
- в Западной Сибири – свыше 45%.

Ухудшаются горнотехнические условия отработки месторождений, средние дебиты нефти упали с 26 т/сут. в 1980-х гг. до 8-10 т/сут. к концу 2008 г. Анализ добычи нефти по способам эксплуатации скважин показывает, что за последние 17 лет доля фонтанного способа сократилась в РФ в два раза, а компрессорного – в 10 раз, увеличив долю насосного способа до 93,3% от общего объема добычи. Это косвенно свидетельствует об усложнении процессов добычи нефти в связи с истощением источников. Кроме того, в стране, начиная с 1960-х гг., продолжается снижение основных показателей эффективности недропользования – текущего и проектных коэффициентов нефтеизвлечения (КИН), причем в последние 15 лет эта тенденция ускорилась, что связано в первую очередь с низким применением современных методов увеличения нефтеотдачи. Вообще, начиная с 1960-х гг., в целом потеряно около 15 млрд. т, что соответствует добыче за всю историю отечественной нефтяной промышленности.

Необходимо отметить, что в течение последних 10 лет прошедшего столетия объемы разведочного бурения сократились более чем в четыре раза, прирост запасов нефти – в 6,5 раза. Запасы вновь открываемых месторождений снизились с 53 млн. т до 1,5 млн. т. Доля трудноизвлекаемых запасов достигла 55-60%. Стремительно растет удельный вес средних и мелких месторождений. В 2006 г. доля малых и средних месторождений в числе разрабатываемых и подготовленных к освоению составляла 74%, в числе разведанных – 82%. Крупные месторождения, если и открываются, то в сложных геолого-географических условиях, в основном в шельфовых зонах. За этот период не открыто ни одного сколько-нибудь значительного по запасам и потенциалу добычи нефтяного месторождения, которое могло бы ощутимо повлиять на эффективность нефтедобычи. Средние запасы нефтяных месторождений, открытых в 1986-1990 гг., составляли примерно 11 млн. тонн, а в 1991-1999 гг. – около 4 млн. т. Подавляющее большинство нефтяных месторождений (80%), стоящих в настоящее время на государственном балансе, – это мелкие месторождения с извлекаемыми запасами до 10 млн. т с долей трудноизвлекаемых запасов до 75%. Лишь в 2005-2008 гг. прирост запасов примерно соответствовал добыче нефти. Однако, как отмечается в материалах Министерства природных ресурсов РФ (МПР РФ), этот прирост достигнут в основном за счет пересчета запасов, а не в результате вновь проведенных геолого-разведочных работ (ГРП), т.е. по сути основной прирост добычи нефти и газа, получается, произведен по открытым еще до 1991 г. месторождениям. Следует отметить, что российские нефтяные компании отчисляют на ГРП лишь около 1,5% от выручки, тогда как в западных компаниях на эти цели тратится обычно 5-6%. Как следствие, доля добычи нефти вводимых в разработку новых месторождений (введенные в 2001-2008 гг.) в общей добыче нефти за 2008 г. составляет всего 6,3%.

#### ПРОБЛЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТА МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Поскольку в настоящее время проведение ГРП в нефтедобывающих регионах не обеспечивает воспроизводства минерально-сырьевой базы, то альтерна-

тивным вариантом сдерживания падения добычи нефти является расширенное использование современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), цель которых – повысить КИН. По международной классификации Society of petroleum engineers (SPE) к МУН (Enhanced oil recovery, EOR) относят тепловые, газовые, химические, микробиологические методы воздействия на объект разработки, повышающие КИН. Следует заметить, что в нефтегазовом бизнесе высокое значение КИН не является первоочередной целью недропользователя. Главное для него – получение максимальной прибыли для удовлетворения экономических интересов акционеров компании и инвесторов. Решение этой задачи, как правило, входит в противоречие с достижением максимально возможного КИН. Увеличение КИН и на этой основе увеличение извлекаемых запасов – одна из важнейших задач хозяина недр, т.е. государства, а не недропользователя.

Согласно последним обобщенным данным, представленным в Лондоне в декабре 2004 г. на Международном форуме Enhanced oil recovery, КИН, достигаемый при применении современных МУН, составляет 60-70%, в то время как при первичных способах разработки – с использованием потенциала пластовой энергии – она составляет в среднем 25%, а при вторичных способах – заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии – 25-40% [11, с. 140]. МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. т, а среднее значение КИН к 2020 г. благодаря им увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Ежегодно растут объемы внедрения МУН. Так, если в 1984 г. добыча нефти за счет МУН составляла в мире около 54,10 млн. т, то в настоящее время она увеличилась до 131,10 млн. т (в том числе в США – до 39 млн. т), причем структура добычи за счет МУН следующая:

- тепловые методы – 64,7%;
- газовые методы – 32,0%;
- химические методы – 3,3%.

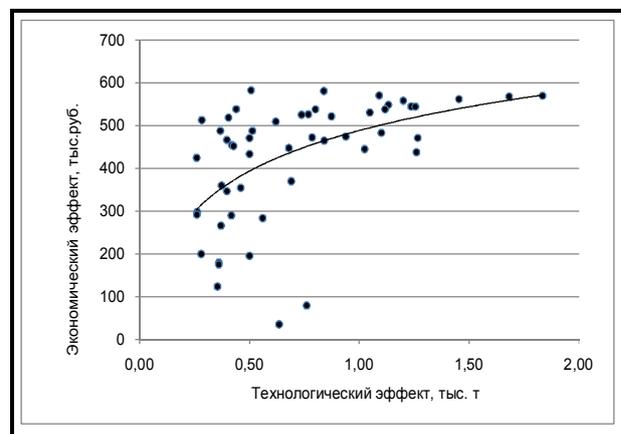
Всего к 2006 г. в мире, за исключением стран Содружества Независимых Государств, в реализации находился 301 проект по внедрению МУН [6, с. 16]. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных МУН позволяет существенно увеличить значение КИН, увеличение которого лишь на 1% в целом по стране позволит добывать дополнительно до 30 млн. т /год.

Если анализировать официальные данные нефтяных компаний по внедрению МУН, предоставляемые в МПР РФ, то может сложиться иллюзия об отсутствии проблем в этой области. Однако в последнее десятилетие отсутствует официальная статистическая отчетность по объемам и эффективности применения современных МУН, единой классификации МУН и единого методического подхода оценки эффективности МУН, из-за чего зарубежные агентства и журналы с 1992 г. не публикуют данные по применению МУН в РФ. Согласно данным нефтяных компаний, дополнительная добыча нефти в РФ за счет применения МУН за 1996-2001 гг. возросла в два раза и достигла 43,1 млн. т, что существенно больше этого показателя по США. Тем не менее, за последнее десятилетие дополнительная добыча за счет применения современных МУН в нашей стране непрерывно снижается, и в настоящее время ее объем в общей добыче нефти практически не заметен.

Можно выделить основные проблемы и причины, ограничивающие применение МУН в отечественных нефтедобывающих компаниях:

- отсутствие однозначной классификации и методологии оценки технологической эффективности МУН;
- нестабильность мировых цен на нефть;
- отсутствие государственной политики по рациональному недропользованию;
- неопределенность технико-экономической эффективности МУН (применяемые в настоящее время фирменные методические подходы и рекомендации не позволяют учесть риски и неопределенности проведения МУН);
- отсутствие в нефтяных компаниях инструментов стратегического планирования. Основной проблемой управления в нефтяных компаниях, ограничивающих применение МУН, является концентрация руководства компаний на тактические и оперативные цели, главной из которых является рост добычи нефти за счет интенсификации активных запасов. От уровня добычи нефти будет зависеть рыночная стоимость компании и личное вознаграждение руководства;
- сверхобеспеченность многих нефтяных компаний активными запасами.

Отметим, что особенности планирования добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений характеризуется тем, что добыча нефти от новых и переродящих скважин постепенно сокращается, а добыча нефти за счет МУН, наоборот, увеличивается. Следовательно, от эффективности их проведения и планирования на поздних стадиях разработки зависит технико-экономическая эффективность всего предприятия. При прогнозировании эффективности МУН необходимо учитывать то обстоятельство, что проведение одного и того же мероприятия на нефтяных месторождениях может приводить к совершенно различным исходам, то есть по существу технико-экономическая эффективность МУН имеет стохастический характер (рис. 1). Это объясняется тем, что при разработке МУН их опытно-промышленная эксплуатация проводится в одних условиях, а реализация их на месторождениях – в других.



**Рис. 1. Зависимость между технологическим и экономическим эффектом определенного метода увеличения нефтеотдачи**

При планировании технико-экономической эффективности МУН основываются на прогнозных значениях технологического эффекта. Обзор и анализ отечественных и зарубежных методов прогнозирования технологической эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи показывает, что у них в настоя-

щее время есть ряд недостатков, ограничивающих их эффективное применение.

1. Применимость постоянно действующих гидродинамических математических моделей (например, Roxar, Eclipse и др.) в настоящее время ограничено прежде всего отсутствием полной необходимой геолого-промысловой информации для создания полноценной гидродинамической модели и необходимостью значительных затрат компьютерного времени для расчета. Относительно полной и достоверной информацией об основных геолого-физических параметрах объекта разработки можно располагать только на поздних стадиях разработки, когда внедрение дорогостоящих систем может быть экономически нецелесообразным.
2. Применение линейного множественного корреляционно-регрессионного анализа и параметрических статистических оценок ограничено прежде всего необходимостью независимости экзогенных геолого-промысловых параметров и их нормальности распределения, отсутствием построенных моделей, нелинейной связью между ними, низкими прогнозными свойствами и др. Опыт применения нелинейных методов прогнозирования технологической эффективности не обеспечивает заданной точности прогнозирования.
3. Использование широко распространенных в практике параметрических статистических оценок (прежде всего среднего арифметического) приводит к значительным ошибкам вследствие ненормальности распределения технологического эффекта МУН, малого количества наблюдений по новым методам и отсутствием комплексного учета при планировании различных геолого-промысловых факторов.
4. Метод потенциальных функций позволяет получать только качественные оценки, т.е. отвечает на вопрос, что технологический эффект будет не ниже какой-то заданной величины.

Как показывает анализ нефтяных месторождений в различных регионах РФ (Республика Башкортостан, Республика Татарстан, Ханты-Мансийский автономный округ), для большинства геолого-промысловых параметров характерны большая вариация, что соответствует сильному разбросу данных относительно средних значений. Кроме того, фактические плотности распределения параметров далеки от нормального и в ряде случаев имеют несколько максимумов. Это свидетельствует о возможности объединения скважин в группы, в некоторой степени однородные по свойствам. Для этого использован анализ главных компонент (рис. 2) по 13 геолого-промысловым (геолого-физические и организационно-технологические) факторам, оказывающие наиболее сильное влияние на прогноз прироста добычи нефти МУН, а далее прогнозировать технологический эффект за счет МУН в этих группах скважин.

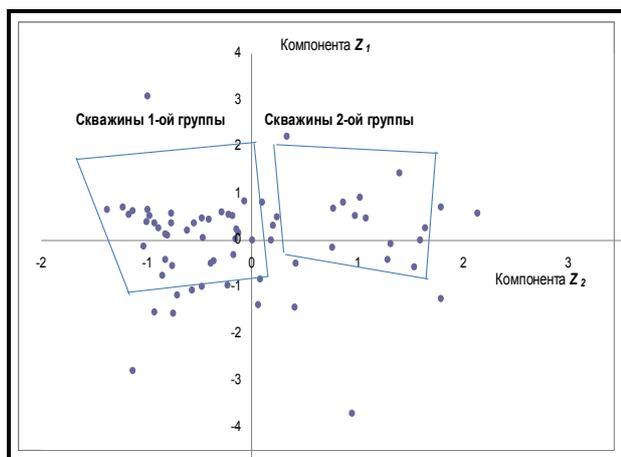


Рис. 2. Распределение скважин Нивагальского месторождения в осях главных компонент  $Z_1$ - $Z_2$

Однако при планировании МУН нельзя ограничиваться только получением технологического эффекта, так как успешность проведения мероприятий непосредственно влияет на эффективность нефтедобывающего производства. Изменение каждой технологической составляющей мероприятия по-разному влияет на экономическую эффективность применяемого метода, поэтому расчет экономических показателей эффективности должен предусматривать оценку влияния каждой составляющей технологического эффекта на экономический результат. Следовательно, одной из главных проблем при планировании технико-экономической эффективности МУН является выбор критерия оценки эффективности. Следует отметить, что, к сожалению, до сих пор на многих предприятиях нефтедобывающей промышленности используются относительно простые подходы к оценке экономической эффективности мероприятий или проектов.

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

На основе анализа отраслевых и внутрифирменных методических рекомендаций по прогнозированию и планированию методов увеличения нефтеотдачи, результатов деятельности различных нефтегазодобывающих предприятий (ОАО АНК «Башнефть», ОАО «ГАЗПРОМ», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Татнефть», ОАО «Сургутнефтегаз») в этой области выявлено, что применяемые подходы в значительной мере (ошибки достигают 90%) не обеспечивают выполнения плановых значений технико-экономической эффективности проведения мероприятий, что связано в первую очередь с недостаточным учетом влияния геолого-промысловых параметров объектов воздействия на риски их осуществления.

Проведенный анализ стандартов предприятий, отраслевых регламентов выявил, что в настоящее время оценку технико-экономической эффективности МУН проводят на основе статичных (экономический эффект, прирост чистой прибыли, остающаяся в распоряжении предприятия) и динамических критериев (**NPV**, **PI**, **IRR**, **DPBP**). При этом все больше нефтегазодобывающих компаний, акцентируя внимание на инвестиционном характере этих мероприятий, отдают предпочтение **NPV** как критерию оценки эффективности МУН.

Как показывает опрос крупнейших нефтяных компаний США, 98% из них используют в качестве основного или дополнительного, по крайней мере, один из динамических критериев, а многие – несколько. Для окончательного решения привлекаются и дополнительные критерии, в том числе и неформальные, например, связанные с экологией и безопасностью персонала. Наиболее популярна следующая триада формальных показателей (45% опрошенных компаний): **IRR** и период окупаемости в качестве основных и **NPV** как дополнительный измеритель, а 9% компаний вовсе не прибегали к статичным методам. Эти факты также подтверждаются выборочным опросом 103 крупнейших нефтяных и газовых компаний США (92% сбыта нефтепродуктов и газа). Согласно данному исследованию, 67% компаний в качестве основных показателей:

- во-первых, используют **IRR**;
- во-вторых, **NPV** (31% опрошенных);
- в-третьих, используют неэкономические показатели (12%) [18, с. 262].

Отметим, что при проведении экономической оценки геолого-технических мероприятий на действующих месторождениях показатели *IRR*, *PI* и *DPBP* определять нецелесообразно, так как здесь большое влияние на эффективность разработки оказывают инвестиции прошлых лет. Поэтому для оценки экономической целесообразности проведения МУН используется преимущественно *NPV*. При этом следует отметить, многие упускают из рассмотрения некоторые недостатки критерия *NPV*, которые могут значительно повлиять на оценку экономической целесообразности проведения МУН, а именно:

- отсутствие в практике при планировании МУН учета объективной неопределенности будущего события (технологического эффекта за счет МУН, затрат на МУН, цены на нефть и т.д.);
- все виды риска учитываются в ставке дисконтирования, которая остается неизменной в течение срока реализации мероприятия. Кроме того, каждому виду риска присущи свои характеристики, при этом некоторые виды риска можно диверсифицировать;
- использование критерия *NPV* подразумевает, что в процессе реализации мероприятия менеджеры не могут влиять на его исход при получении новой информации.

Для устранения выявленных недостатков *NPV* проведен анализ методов оценки рисков. Как показывает недавнее исследование 494 нефтегазовых компаний мира (в т.ч. российских), при анализе риска проектов нефтегазовых компаний применяют:

- 32% – анализ чувствительности;
- 23% – уменьшение срока реализации проекта (корректировка параметров проекта);
- 15% – субъективный анализ;
- 30% – вероятностные методы (методы Монте-Карло, деревья решений, реальные опционы и т.д.) [7, с. 320].

Как показывает исследование Robichek A.A., Myers S.C., наиболее распространенным на практике методом учета риска проектов у нефтедобывающих компаний является метод прибавления к ставке дисконтирования премии за риск – более 46% компаний используют только этот метод, – причем доля небольших компаний, использующих этот метод, составляет 55% [15, с. 730]. Однако следует отметить, что применение данного подхода предполагает существование произвольных эквивалентов определенности для каждой выгоды и затраты и премии за риски (кроме странового) в большинстве случаев устанавливаются субъективно, что, естественно, может приводить к совершенно различным результатам.

Как Dixit A.K., Pindyck R.S., мы согласны с позицией выделения двух типов рисков – экономических и технических, – которые следует оценивать различным экономико-математическим инструментарием [10, с. 23].

Поясним используемые понятия экономических и технических рисков.

- Экономические риски – это функция внешних по отношению к мероприятию факторов, такие как общие рыночные условия, т.е. экономические риски коррелируют с общей динамикой в экономике. Следовательно, в условиях наличия высоких экономических рисков, лицо принимающее решение (ЛПР) может отложить мероприятие до получения более достоверной информации о факторах воздействия.
- Технические риски, напротив, – это функция внутренних по отношению к мероприятию факторов. В условиях наличия высоких технических рисков, ЛПР может решить осуществить мероприятие для того, чтобы получить дополнительную информацию. Технические риски могут быть только уменьшены в результате фактического осуществления мероприятия. Это значит, что инвестиционное решение воз-

никает до исчезновения рисков (рис. 3а) и ЛПР подвергается возможным убыткам, потому что оно сможет реально оценить эффективность мероприятия только после его реализации. С другой стороны, экономические риски позволяют ЛПР отложить решение до получения более достоверных данных. Следовательно, инвестиционное решение возникает после принятия рисков (рис. 3б), то есть ЛПР в этом случае больше не будет подвергаться неучитываемым возможным убыткам, потому что согласно гипотезе рациональных ожиданий, ЛПР будет принимать решение о дополнительных инвестициях только в случае, если будут обоснованы благоприятные условия.

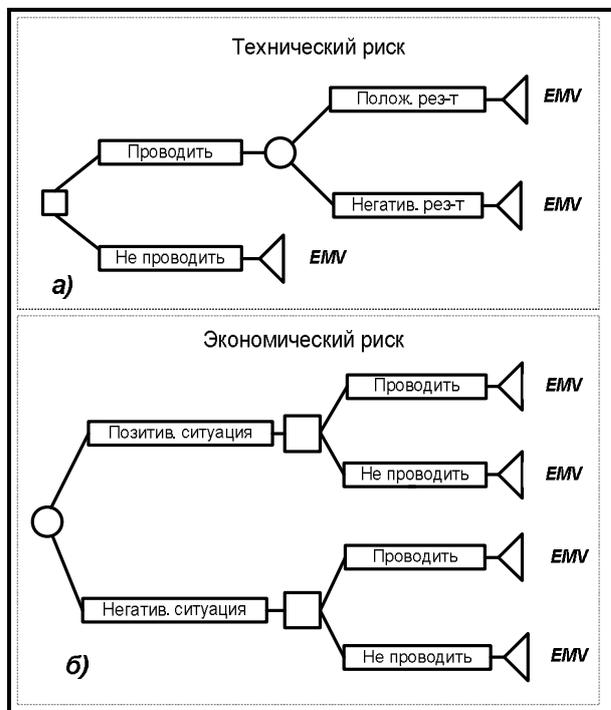


Рис. 3. Дерево объяснения технического и экономического рисков<sup>1</sup>

Например, рассмотрим деятельность нефтедобывающей компании в области геологоразведки. Предположим, что открыто нефтяное месторождение и компания принимает решение о возможной его разработке. Существуют значительный экономический риск, связанный с будущей динамикой цен на нефть, и технический риск, связанный с неопределенностью геологических запасов. Текущая цена на нефть известна достоверно. Будущая цена на нефть неизвестна до тех пор, пока будущее не наступит. Следовательно, в случае наличия экономических рисков дополнительная информация о риске может быть получена только в результате ожидания. Это положение охарактеризуем как «обучение с помощью ожидания». С другой стороны, до тех пор, пока количество запасов нефти неизвестно, реальные запасы с течением времени не изменятся. Следовательно, компания может принять решение вложить средства в дополнительное изучение месторождения (например, с помощью 3D-сейсмических работ), чтобы получить лучшую оценку запасов месторождения и тем самым снизить технический риск. Следует отметить, что в случае технического риска ожидание не приносит никакой дополнительной информации. Эту ситуацию можно называть как «обучение с помощью изучения».

<sup>1</sup> EMV (Expected monetary value) – ожидаемая денежная выгода.

Выбор методов оценки риска предлагается делать в зависимости от типа наличия риска мероприятия (рис. 4).



Рис. 4. Виды рисков и методы их оценки при планировании

Проведение МУН характеризуется наличием высоких экономических и технических рисков, поэтому в соответствии с проведенным анализом оптимальным методом оценки риска в данных условиях является использование стохастического дерева решений. На рис. 5 представлено разработанное типовое «дерево решений» возможного проведения МУН.

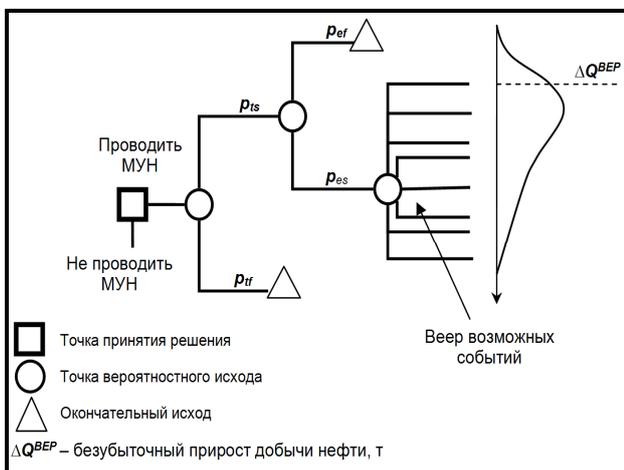


Рис. 5. Дерево решений проведения МУН

Как видно, построение дерева решений проведения МУН выявляет необходимость расчета четырех вероятностей каждой ветви дерева решений:

$\tilde{p}_i^{ts}$  – вероятность наличия прироста добычи нефти в результате  $i$ -го МУН, ден. ед.;

$\tilde{p}_i^{tf}$  – вероятность технической неудачи  $i$ -го МУН, ден. ед.;

$\tilde{p}_i^{es}$  – вероятность получения прироста добычи нефти за счет  $i$ -го МУН, ден. ед.;

$\tilde{p}_i^{ef}$  – вероятность получения прироста добычи нефти за счет  $i$ -го МУН, ден. ед.

Следствием применения стохастического дерева решений является расчет критерия ожидаемой денежной выгоды  $EMV_i$  от проведения  $i$ -го МУН:

$$E[EMV_i] = -\tilde{K}_i * \tilde{p}_i^{ts} + NPV_{0i} * \tilde{p}_i^{ts} * \tilde{p}_i^{ef} + NPV_i * \tilde{p}_i^{ts} * \tilde{p}_i^{es}, \tag{1}$$

где  $NPV_{0i}$  – оценка чистого дисконтированного дохода предельного прироста добычи нефти, тыс. руб.;

$\tilde{K}_i$  – оценка средних единовременных затрат на проведение  $i$ -го метода увеличения нефтеотдачи, тыс. руб.;

$NPV_i$  – оценка среднего чистого дисконтированного дохода за счет  $i$ -го метода увеличения нефтеотдачи, тыс. руб.

Хотя на плановую технико-экономическую эффективность мероприятий сильнее всего влияет прогнозный прирост добычи нефти, при расчете  $NPV_i$  предлагается учитывать неравномерность помесячного значения прогнозного прироста добычи нефти, сокращение попутно-добываемой воды и неполучение прибыли из-за остановки скважины на время проведения мероприятия.

Как видно из рис. 6, функции плотностей распределения ожидаемых денежных выгод проведения технологии «Гелий» в различных группах скважин Нивагальского месторождения являются ассиметричными с «тяжелыми» правыми хвостами.

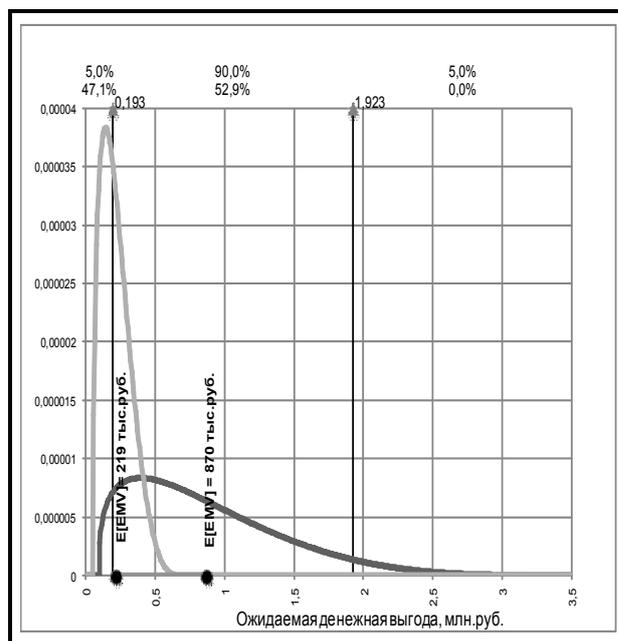


Рис. 6. Функции плотностей распределения ожидаемых денежных выгод от технологии «Гелий» на Нивагальском месторождении

В этих условиях в качестве меры технико-экономического риска предлагается использование полудисперсии (полусреднеквадратического отклонения).

Полудисперсия для рассматриваемых условий будет более надежной мерой риска по ряду причин:

- ЛПР, очевидно, склоняются к тому, что двусторонняя волатильность лучше односторонней, и предпочитают первую второй;
- если сравнивать этот показатель с дисперсией, он более практичен в применении в случаях, когда распределение доходности несимметрично, равно, как и симметрично;
- полудисперсия учитывает две статистики – дисперсию и асимметричность – в одном показателе, таким образом, давая исследователю возможность применять однофакторную модель для поиска ожидаемой доходности.

Полудисперсию  $SV_i^2$  ожидаемой денежной выгоды  $E[EMV_i]$  за счет проведения  $i$ -го метода увеличения нефтеотдачи рассчитывать по формуле:

$$SV_i^2 = E[\min\{0, (EMV_i - E[EMV_i])\}^2], \quad (2)$$

где

$E[.]$  – операнд вычисления среднего;

$EMV_i$  – ожидаемая денежная выгода одного из сценария, оцениваемая методом имитационного моделирования.

Следовательно, полусреднеквадратическое отклонение  $SV_i$  есть величина:

$$SV_i = \sqrt{SV_i^2}. \quad (3)$$

При сравнении двух МУН следует руководствоваться следующим правилом,  $i \neq j$ :

$$\begin{aligned} E[EMV_i] &\geq E[EMV_j], & i > j; \\ SV_i &\leq SV_j, & i > j. \end{aligned} \quad (4)$$

где  $>$  – операнд предпочтения.

В конфликтных случаях правила (4) предлагается применять принцип выбора по критерию минимума коэффициента полувариаии, т.е.:

$$\min \left\{ \frac{SV_i}{E[EMV_i]}, \frac{SV_j}{E[EMV_j]} \right\}_{i \neq j}. \quad (5)$$

### МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРТФЕЛЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ С ПРИЕМЛЕМЫМ УРОВНЕМ РИСКА

К настоящему времени разработано большое количество моделей распределения капиталовложений. Они отличаются друг от друга максимизируемыми переменными, а также параметрами и математическими методами, которые используются для описания реальных систем и могут быть классифицированы как линейные (задача о ранце, статистическая модель Дина, одноступенчатая модель Альбаха, многоступенчатая модель Хакса и Вайнгартнера и т.д.), нелинейные (модели Бумба Ментцен-Шольца, Якоба, Дихла и др.), целочисленные (модель Уоттерса), оценочные модели прибыльности и модели полезности. Введем понятие портфеля методов увеличения нефтеотдачи.

Портфель методов увеличения нефтеотдачи – совокупность разнообразных МУН, направленных на достижение стратегических целей нефтегазодобывающего предприятия и имеющих общие ограничения по ресурсам.

Принимая во внимание недостатки ранее разработанных подходов, предлагается модель оптимизации инвестиционной деятельности в области методов увеличения нефтеотдачи, построенная на основе современной теории портфельного инвестирования Марковица-Тобина с учетом стратегических приоритетов и ограничений, специфичных для деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

Для формирования эффективных портфелей МУН на плановый период предлагается двухкритериальная экономико-математическая модель в  $M$ -постановке:

- Максимизация ожидаемой денежной выгоды портфеля МУН с учетом возможности вложения денежных средств по минимально приемлемой доходности:

$$M \left[ \sum_{i \in P} a_i \delta_i EMV_i - WACC \sum_{i \in P} a_i \delta_i K_i \right] \rightarrow \max, \quad (6)$$

где  $a_i$  – возможное количество мероприятий  $i$ -го метода увеличения нефтеотдачи;

$EMV_i$  – ожидаемая денежная выгода за счет проведения  $i$ -го метода увеличения нефтеотдачи, тыс. руб.;

$WACC$  – минимальная доходность на вложенный капитал (средневзвешенная стоимость капитала компании), ден. ед.;

$P$  – множество портфелей МУН,  $i \in P$ .

$K_i$  – единовременные затраты на проведение  $i$ -го метода увеличения нефтеотдачи, тыс. руб.;

$\delta_i$  – левая переменная со следующим правилом:

$$\delta_i = \begin{cases} 0 - i\text{-ое МУН не проводится;} \\ 1 - i\text{-ое проводится.} \end{cases} \quad (7)$$

- Минимизация суммарной полудисперсии портфеля МУН:

$$M \left[ \sum_{i \in P} \sum_{j \in P} cov(EMV_i, EMV_j) z_{ij} \right] \rightarrow \min, \quad (8)$$

где

$EMV_j$  – ожидаемая денежная выгода за счет проведения  $j$ -го МУН, тыс. руб. ( $i \neq j$ );

$cov(.)$  – ковариационная матрица ожидаемых денежных выгод;

$z_{ij}$  – вспомогательная переменная (ограничения (15-16)).

В модели приняты следующие ограничения:

- Ограничение на максимально возможное число скважино-операций  $i$ -го МУН, которое может быть проведено на всех месторождениях и группах скважин в плановом периоде при существующем ресурсном и технологическом оснащении:

$$\sum_{i \in P} a_i \delta_i \leq Z_i, \quad (9)$$

где  $Z_i$  – максимально возможное число скважино-операций  $i$ -го МУН, которое может быть проведено на всех месторождениях и группах скважин в плановом периоде при существующем ресурсном и технологическом оснащении.

- Ограничение по экономической эффективности планируемых МУН:

$$P \left\{ \sum_{i \in P} EMV_i a_i \delta_i \geq \sum_{i \in P} a_i \delta_i K_i \eta_i \right\} \geq \alpha_{ef}, \quad (10)$$

где

$\eta_i$  – минимальный уровень рентабельности  $i$ -го МУН, ден. ед.;

$\alpha_{ef}$  – задаваемая вероятность соблюдения ограничения по экономической эффективности планируемых МУН, ден. ед.

- Ограничение по пропускной способности нефтепроводов с месторождений:

$$P \left\{ \sum_{i \in P, k \in N} a_{ik} \delta_{ik} \Delta \Delta_{ik} + Q_k^C + Q_k^N \leq Q_k^T \right\} \geq \alpha_{Tr}, \quad (11)$$

где

$\Delta Q_{ik}$  – дополнительная добыча нефти от  $i$ -го МУН на  $k$ -ом месторождении, тыс. т.;

$Q_k^C$  – прогнозная добыча нефти из старых скважин в плановом периоде, по которым не планируется проводить МУН на  $k$ -м месторождении, тыс. т.;

$Q_k^N$  – прогнозная добыча нефти из новых скважин, которые будут введены в плановом периоде на  $k$ -м месторождении, тыс. т.;

$Q_k^T$  – пропускная мощность нефтепроводов  $k$ -го месторождения в плановом периоде, тыс. т.;

$\alpha_{Tr}$  – задаваемая вероятность соблюдения ограничения по пропускной способности нефтепроводов, ден. ед.

- Ограничения по проекту разработки (лицензионным соглашениям) рассматриваемых месторождений:

$$P \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in P, k \in N} a_{ik} * \delta_{ik} * \Delta Q_{ik} * \gamma_i \leq \\ \leq (1 + d_k) * Q_k^0 - (Q_k^C + Q_k^N) \end{array} \right\} \geq \alpha_{raz,i} \quad (12)$$

$$P \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in P, k \in N} a_{ik} * \delta_{ik} * \Delta Q_{ik} * \gamma_i \geq \\ \geq (1 - d_k) * Q_k^0 - (Q_k^C + Q_k^N) \end{array} \right\} \geq \alpha_{raz,i} \quad (13)$$

где  $\gamma_i$  – доля переходящей добычи на следующий период за счет  $i$ -го метода увеличения нефтеотдачи, ден. ед.;

$Q_k^0$  – добыча нефти по  $k$ -му месторождению в соответствии с проектом разработки в плановом периоде, тыс. т.;

$d_k$  – предельно допустимое отклонение от проектной добычи нефти в соответствии с лицензионным соглашением по  $i$ -му месторождению, ден. ед.;

$\alpha_{raz}$  – задаваемая вероятность соблюдения ограничения по проекту разработки, ден. ед.

- Ограничение по достижению минимально приемлемых технико-экономических показателей в целом по нефтегазодобывающему предприятию:

$$P \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in P} a_i * \delta_i * K_i \leq C_{pl} * \left( \sum_{k \in N} Q_k^C + \sum_{k \in N} Q_k^N + \right) + \sum_{i \in P} a_i * \delta_i * \Delta \Delta_i \\ - C_0 * \left( \sum_{k \in N} Q_k^C + \sum_{k \in N} Q_k^N \right) \end{array} \right\} \geq \alpha_{ng} \quad (14)$$

где

$C_0$  – средняя плановая себестоимость добычи нефти по переходящему фонду и по новым скважинам, руб./т.;

$\alpha_{ng}$  – задаваемая вероятность соблюдения ограничения по достижению минимально приемлемых технико-экономических показателей в целом по нефтегазодобывающему предприятию, ден. ед.

$C_{pl}$  – средняя плановая себестоимость добычи нефти по предприятию, обеспечивающая минимально приемлемую рентабельность производства, руб./т.

- Дополнительные ограничения:

$$\begin{cases} a_i \delta_i + a_j \delta_j \geq 2z_{ij}; \\ a_i \delta_i + a_j \delta_j \leq z_{ij} + 1. \end{cases} \quad (15)$$

$$z_{ij} \in \{0; 1\}, \quad a_i \geq 0, \quad a_j \geq 0, \quad \delta_i \leq \delta_j, \quad (16)$$

где

$a_j$  – возможное количество мероприятий  $j$ -го метода увеличения нефтеотдачи;

$\delta_j$  – булева переменная со следующим правилом:

$$\delta_j = \begin{cases} 0 - j\text{-ое МУН не проводится;} \\ 1 - j\text{-ое проводится.} \end{cases} \quad (17)$$

В построенной двухкритериальной модели (6-17) влияние стратегических приоритетов нефтедобывающей компании, а также условий внешней среды, предлагается учитывать в ограничениях.

Для решения модели использован итеративный подход, использующий методы математического программирования, основанный на методе поиска допустимых решений Haimes Y.Y. (1971). Метод преобразования стохастических данных – переход к детерминированным эквивалентам. Программная реализация алгоритма модели осуществлена с использованием программы RISKOptimizer, в которой реализованы эффективные генетические алгоритмы для решения экстремальных задач.

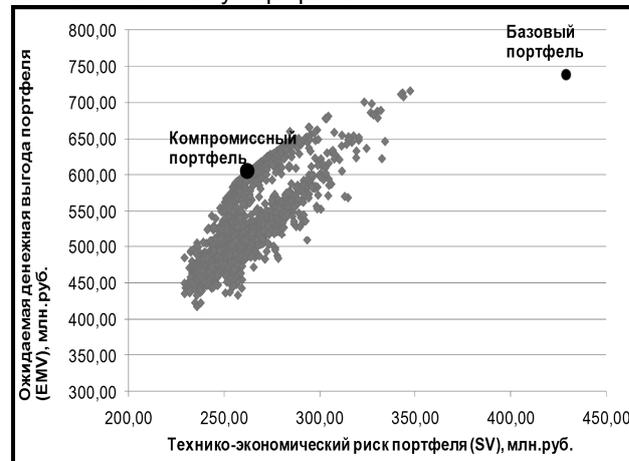
Использование модели (6-17) позволяет проводить анализ результатов реализации плана мероприятий с разными уровнями риска, осуществлять его факторный анализ на различные технико-экономические и вероятностные параметры, и на его основе разрабатывать дополнительные мероприятия по снижению рисков проведения МУН.

На рис. 7 представлены множество эффективных портфелей методов МУН в соответствии с моделью (6-17) для условий территориально-производственного подразделения (ТПП) «Лангепаснефтегаз» ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2009 г. Компромиссный портфель МУН сформирован в результате отыскания касательной к границе эффективных портфелей:

$$\beta = M \left[ \frac{\left( \sum_{i \in P} a_i * \delta_i * EMV_i - WACC * \sum_{i \in P} a_i * \delta_i * K_i \right)}{\left( \sum_{i \in P} \sum_{j \in P} cov(EMV_i, EMV_j) z_{ij} \right)} \right] \rightarrow max, \quad (18)$$

с учетом ограничений (7), (9-17).

Сравнение портфелей с другими портфелями по величине  $\beta$  позволяет судить о том, насколько близки к границе эффективности, т.е. насколько их состав близок к оптимальному портфелю.



**Рис. 7. Базовый и компромиссный портфели МУН в координатах «технико-экономический риск – ожидаемая денежная выгода»**

Сформированный с помощью экономико-математической модели компромиссный портфель МУН (результаты представлены в табл. 1) снижает совокупный технико-экономический риск портфеля на 41,4%. При этом обеспечивается прирост добычи нефти по рассматриваемым МУН по сравнению с базовым планом на 120,73 тыс. т (+22,2%), а по предприятию в целом рост составляет 2,3%. Плановая себестоимость добычи нефти нефтегазодобывающего предприятия по сравнению с базовым вариантом снижается на 2,7%.

Таблица 1

**КОМПРОМИССНЫЙ ПЛАН ПРОВЕДЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМЫХ МУН В ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» В УСЛОВИЯХ СТОХАСТИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ на 2009 г.<sup>2</sup>**

Месторождение, группа скважин		Технология					Итого	E[EMV <sub>ik</sub> ], тыс. руб.	E[SV <sub>ik</sub> ], тыс. руб.
		Гелий	КХДВ	ГФ	ПКВ	МКО			
1. Нивагальское	1 гр.	1	1	1	1	0	4	248	314
	2 гр.	0	0	0	46	0	46	2627	274
2. Урьевское	1 гр.	1	25	1	1	0	28	1 756	80
	2 гр.	22	1	1	1	0	25	828	319
	3 гр.	0	1	1	1	23	26	2 513	883
3. Южно-Покачевское	1 гр.	1	1	1	1	37	41	2 031	617
	2 гр.	0	0	32	0	0	32	2 741	1003
4. Лас-Еганское	1 гр.	1	25	1	1	0	28	273	92
	2 гр.	1	34	1	1	0	37	816	262
5. Покамасовское	1 гр.	1	1	1	1	1	5	736	336
	2 гр.	1	1	1	1	0	4	1 047	481
6. Поточное	1 гр.	1	1	1	1	37	41	2 275	757
	2 гр.	1	1	1	1	0	4	570	252
7. Чумпаское	-	0	0	0	1	0	1	2 737	812
8. Локосовское	-	1	1	1	1	0	4	733	371
Итого	-	32	93	44	59	98	326	1 793	475
E[EMV <sub>j</sub> ], тыс. руб.	-	746	921	2 194	2 288	2 386	1 764	-	-
E[SV <sub>j</sub> ], ден. ед.	-	273	163	812	323	775	273	-	-

Факторный анализ составленного плана мероприятий показывает, что на риск плана и на ожидаемую денежную выгоду плана различные технико-экономические показатели влияют по-разному. Так, если на риск плана сильнее всего влияет технико-экономические вероятности успешности проведения мероприятий (40,74% общей дисперсии), то на ожидаемую денежную выгоду комплекса мероприятий – цена реализации нефти (38,18% общей дисперсии).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные расчеты показывают, что при реализации разработанного комплексного подхода по учету рисков при планировании МУН на поздних стадиях разработки месторождений успешно решаются следующие задачи:

- предложенные критерии ожидаемой денежной выгоды и технико-экономического риска МУН позволяют проводить оценку эффективности мероприятия с учетом различных его исходов;
- разработанная экономико-математическая модель формирования Парето-оптимальных портфелей МУН позволяет управлению нефтегазодобывающего предприятия формировать программы мероприятий, обеспечивающие выполнение лицензионных соглашений, снижение себестоимости добычи нефти с приемлемым для них уровнем риска.
- разработанная модель позволяет также проводить анализ результатов его плана с разными уровнями риска, осуществлять факторный анализ портфеля на различные технико-экономические и вероятностные параметры и на его основе разрабатывать дополнительные мероприятия по снижению рисков проведения МУН, что обеспечит повышение эффективности всего производства и повысить коэффициент нефтеизвлечения.

## Литература

1. Буш Д. Управление финансами в международной нефтяной компании [Текст] / Д. Буш, Д. Джонстон ; пер. с англ. – М. : Олимп-бизнес, 2003. – 432 с.
2. Зубарева В.Д. и др. Проектные риски в нефтегазовой промышленности [Текст] : учеб. пособие / В.Д. Зубарева, А.С. Саркисов, А.Ф. Андреев. – М. : Нефть и газ, 2005. – 236 с.
3. Риск-менеджмент инвестиционного проекта [Текст] / под ред. М.В. Грачевой и др. – М. : ЮНИТИ-ДАНА, 2009. – 544 с.
4. Шимон Б. Финансовое моделирование с использованием Excel [Текст] / Б. Шимон ; пер. с англ. – 2-е изд. – М. : Вильямс, 2007. – 592 с.
5. Юдин Д.Б. Математические методы управления в условиях неполной информации [Текст] / Д.Б. Юдин. – М. : Сов. радио, 1974. – 400 с.
6. Abdul-Jaleel Al-Khalifa Petroleum Industry 2020: People First: People KPI [Текст] // Journal of Petroleum Technology.– 2007.–№2.– pp.15-18
7. Bickela Eric J., Bratvold Reidar B. From Uncertainty Quantification to Decision Making in the Oil and Gas Industry [Текст] // Energy Exploration & Exploitation. – 2008. – Volume 26, Number 5. –p. 311-325
8. Brealey Richard A., Myers Stewart C., Marcus Alan J. Fundamentals of Corporate Finance [Текст]. 3<sup>rd</sup> Edition. – Boston.: The McGraw-Hill Companies, Inc. – 2003 – 651 p.
9. Campbell J. Analyzing and Managing Risky Investments. [Текст] – Tulsa.: PennWell. – 2001. – 485 p.
10. Dixit A. K., Pindyck R. S. Investment Under Uncertainty. [Текст] – New Jersey.: New Jersey University Press, 1994. – 765 p.
11. Favennec J. The Economics of EOR [Текст] //Enhanced Oil Recovery (EOR) 2004: reports of world conference. – London.: SPE.–2004. –p.134-156
12. Haimes Y.Y., Lasdon L., Wismer D.A. On bicriterion formulation of the problem of integrated system identification and

<sup>2</sup> Примечание: E[EMV<sub>ik</sub>], E[SV<sub>ik</sub>] – соответственно средние ожидаемые денежные выгоды и технико-экономические риски мероприятий по увеличению нефтеотдачи по месторождению и группам скважин, тыс.руб.; E[EMV<sub>j</sub>], E[SV<sub>j</sub>] – соответственно средние ожидаемые денежные выгоды и технико-экономические риски по технологиям, тыс.руб.; КХДВ – комплексное химико-дисперсное воздействие; ГФ – гидрофобизатор на основе ДОН-52; ПКВ – ПАВ-кислотное воздействие; МКО – микрокислотная обработка.

- system optimization [Текст] //IEEE T. Syst. Man Sys. – 1971.- 1(3). – pp.296-315
13. Marti K. Stochastic Optimization Methods. [Текст] – Berlin.: Springer, 2005. – 329 p.
  14. Markowitz H. M. Portfolio Selection. Efficient Diversification of Investments. [Текст] 2<sup>nd</sup> edition – Malden, MA.: Blackwell Publishers, Inc., – 1997. – p. 231
  15. Newendorp D., Schuyler J. Decision Analysis for Petroleum Exploration. [Текст] 2<sup>nd</sup> ed. – Au.: Planning Press. – 2000. – 668 p.
  16. Robichek A.A., Myers S.C. Conceptual Problems in the Use of Risk Adjusted Discount Rates [Текст] // Journal of Finance. – 2005. – Dec. –p.727-740
  17. Schuyler J. Risk and Decision Analysis in Projects (Cases in project and program management series) [Текст]. 2<sup>nd</sup> ed. – N.-J.: PMI, 2001. – 259 p.
  18. Zekri A.Y., Jerbi K.K. Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery [Текст] // Oil&Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 57 – 2002. –p. 259-291.

**Ключевые слова**

Метод увеличения нефтеотдачи; технико-экономический риск; ожидаемая денежная выгода; полудисперсия; экономико-математическая модель; современная портфельная теория инвестирования Марковица-Тобина.

*Рамазанов Дамир Наилевич*

**РЕЦЕНЗИЯ**

Актуальность темы обусловлена тем, что большинство нефтяных месторождений Российской Федерации вступили на поздние и завершающие стадии разработки, и ежегодно возрастает число скважин, эксплуатация которых из-за низкого дебита или высокой обводненности продукции является нерентабельной. Успешная доработка подобных объектов возможна только с использованием высокоэффективных, научно и экономически обоснованных методов увеличения нефтеотдачи. Поэтому изучение проблем оценки прогнозной технико-экономической эффективности этих мероприятий является особенно актуальным.

Научная новизна и практическая значимость. В статье рассматриваются основные проблемы нефтегазового комплекса РФ, проблемы применения современных методов увеличения нефтеотдачи. Особый интерес вызывает разработанные автором критерии оценки прогнозной технико-экономической эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи – ожидаемая денежная выгода и технико-экономический риск, – которые, в отличие от применяемых при экономическом обосновании геолого-технических мероприятий, позволяют учесть вероятностный характер этих мероприятий. Научную и практическую значимость имеет разработанная автором двухкритериальная экономико-математическая модель формирования Парето-оптимальных портфелей методов увеличения нефтеотдачи, которая позволяет в зависимости от склонности инвестора к риску выбрать тот или иной план производства.

Заключение: рецензируемая статья отвечает требованиям, предъявляемым к научным публикациям, и может быть рекомендована к публикации.

*Карпов В.Г., д.э.н., профессор кафедры экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», заслуженный деятель науки Республика Башкортостан*

**3.8. OPTIMIZATION MODEL OF WORKOVERS PROGRAM PORTFOLIO HARDENING OIL PRODUCTION**

D.N. Ramazanov, Tutor of Dept. «Economics and Management on Oil and Gas Enterprises», Post-graduate of Economics Institute Ural Branch of the Russian Academy of Sciences (Ekaterinburg)

*Ufa State Petroleum Technical University*

In the paper is consider the problem of development of enhanced oil recovery projects risk-management approach, which is required for successful further development of mature oil fields under existing constraints and acceptable level of risk. It is developed economic efficiency criteria of prognosticated enhanced oil recovery projects under risks and it is formed bicriterion optimization model of enhanced oil recovery with acceptable level of risk.

**Literature**

1. J. Bush, D. Johnston. Financial management in international oil company. / Translated from Eng. – M.: ZAO «Olimp-Busines», 2003. – 432 p.
2. V.D. Zubareva, A.S. Sarkisov, A.F. Andreev. Project risks in oil and gas industry.: Text edition. – M.: «Oil and Gas», 2005. – 236 p.
3. Risk-management of investment project. / Ed. by M.V. Gracheva. – M.: Yuniti-Dana, 2009. – 544 p.
4. Shimon B. Financial modeling using Excel, 2<sup>nd</sup> ed.: Translated from eng. – M.: Williams, 2007. – 592 p.
5. D.B. Yudin. Mathematical method of management under incomplete information. – M.: Soviet Radio, 1974. – 400 p.
6. Abdul-Jaleel Al-Khalifa Petroleum Industry 2020: People First: People KPI // Journal of Petroleum Technology. – 2007. – №2. – p.15-18.
7. Bickela Eric J., Bratvold Reidar B. From Uncertainty Quantification to Decision Making in the Oil and Gas Industry// Energy Exploration & Exploitation. – 2008. – Volume 26, Number 5. – pp. 311-325.
8. Brealey Richard A., Myers Stewart C., Marcus Alan J. Fundamentals of Corporate Finance. 3<sup>rd</sup> Edition. – Boston.: The McGraw-Hill Companies, Inc. – 2003 – 651 p.
9. J. Campbell. Analyzing and Managing Risky Investments – Tulsa.: PennWell. – 2001. – 485 p.
10. A.K.Dixit, R.S. Pindyck. Investment Under Uncertainty. New Jersey: New Jersey University Press, 1994. – 765 p.
11. J. Favennec. The Economics of EOR //Enhanced Oil Recovery (EOR) 2004: reports of world conference. – London.: SPE. – 2004. – p.134-156.
12. Y.Y. Haimes, L. Lasdon, D.A. Wismer. On bicriterion formulation of the problem of integrated system identification and system optimization // IEEE T. Syst. Man Sys. – 1971. – 1(3). – p. 296-315.
13. H.M. Markowitz. Portfolio Selection. Efficient Diversification of Investments. – Malden, MA.: Blackwell Publishers, Inc., 2<sup>nd</sup> edition. – 1997. – p. 231.
14. K. Marti. Stochastic Optimization Methods.– Berlin.: Springer, 2005. – 329 p.
15. D. Paul Newendorp, J. Schuyler. Decision Analysis for Petroleum Exploration. 2<sup>nd</sup> ed. – Au.: Planning Press. – 2000. – 668 p.
16. A.A. Robichek, S.C. Myers. Conceptual Problems in the Use of Risk Adjusted Discount Rates // Journal of Finance. – 2005. – Dec. – p. 727-230.
17. J. Schuyler. Risk and Decision Analysis in Projects (Cases in project and program management series). 2<sup>nd</sup> ed. – N.-J.: PMI, 2001. – 259 p.
18. A.Y. Zekri, K.K. Jerbi. Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery // Oil&Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 57 – 2002. – p. 259-291.

**Keywords**

Enhanced Oil Recovery Methods; Technical-and-economic risk; Expected Monetary Value, Semivariance; Economic and Mathematical models; Markovitz-Tobin's modern portfolio theory.