



Федеральное Агентство
по недропользованию



Ю.П. Ампилов

Методология оптимизации портфеля разведочных и добычных активов крупной компании в условиях изменяющегося рыночного спроса на нефть и газ

Необходимость создания математической модели в новой постановке

Большинство методов геолого-экономического анализа основаны на применении детерминированного метода дисконтированных денежных потоков к изолированным объектам вне их связи с другими объектами или группами разведочных и добычных активов. Применение методов стохастического моделирования несколько увеличивает объективность интервальных оценок, но также относится, в основном, к отдельно взятым объектам, по отношению к которым принимается управленческое решение.

Однако в рамках большой компании большинство решений имеет значение только в связи с анализом общей производственной и транспортной инфраструктуры, завязанной на общие рынки сбыта. Рыночный аспект, являющийся в наступившие времена профицита нефти и газа наиважнейшим, практически всегда ранее оставался за рамками рассмотрения. По умолчанию предполагалось, что стоит разведать и обустроить месторождение, сбыт углеводородов по адекватным ценам будет обеспечен. Сейчас почти всем стало понятным, что это далеко не так: и рынки не испытывают дефицита, и цены значительно упали. В обозримом будущем не предвидится упрощения ситуации, а, скорее, напротив, при усилении конкуренции рынки будут себя вести все более непредсказуемо.

Требуется разработать математическую модель для комплексного анализа больших объемов данных по запасам и добыче углеводородов с учетом потребностей в газе на разнородных меняющихся рынках. Математическая модель должна обеспечить одновременное многовариантное имитационное моделирование больших групп месторождений при случайно изменяющихся входных параметрах (в пределах заданных возможных диапазонов)

При решении данной проблемы мы основное внимание уделили задачам формирования оптимальных портфелей месторождений с регулируемыми уровнями добычи при заданных ограничениях на объемы продаж. В настоящее время это наиболее адекватная постановка, которой ранее не уделялось должного внимания.

Задачи оптимизации портфелей финансовых активов, как аналог

В классических задачах по оптимизация портфеля в качестве финансовых активов чаще всего рассматривают ценные бумаги. Оптимизация такого портфеля заключается в повышении его доходности при минимизации риска. Мерой риска в большинстве формализованных задач принято считать различные вероятностно-статистические характеристики, отражающие неопределенность в прогнозе будущей доходности: дисперсия, коэффициент вариации, размах вариации и т.д.



Обозначим через $x_j, j=1,2,\dots,n$ – долю в портфеле, приходящуюся на j -й вид ценных бумаг, через m_j – математическое ожидание доходности по j -му виду ценных бумаг, V_{ij} – ковариация величин m_i и m_j , отражающая степень изменчивости доходностей. Суммируя сказанное, задача оптимизации портфеля может формализована следующим образом:

$$m = \sum_{j=1}^n (x_j m_j) \rightarrow \max \quad \sigma^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (V_{ij}) (x_j x_i) \rightarrow \min \quad \sum_{j=1}^n x_j = 1$$

В такой постановке задача называется двухкритериальной, поскольку требуется оптимизировать два критерия. В общем случае решить ее крайне сложно. Задавшись уровневым ограничением на величину доходности m_p , можно свести задачу к известной однокритериальной задаче Т. Марковица в следующей постановке:

найти доли x_j распределения исходного капитала, минимизирующие вариацию эффективности портфеля:

$$V_p = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (V_{ij}) (x_j x_i)$$

при условии, что обеспечивается заданное значение m_p ожидаемой доходности, то есть:

$$\sum_{j=1}^n (x_j m_j) = m_p,$$

и выполняется бюджетный баланс:

$$\sum_{j=1}^n x_j = 1$$

В принципе, можно пытаться адаптировать этот аппарат для оптимизации портфеля нефтегазовых проектов в рамках крупной компании, и мы частично занимались этой проблемой ранее (Ампилов Ю.П., Мартынов М.А., 2007; Ампилов Ю.П., 2011). Однако на сегодняшний день представляется, что имеются более эффективные численные инструменты, использующие значительно возросшие вычислительные возможности современных компьютеров. В следующем разделе предметно рассмотрим данную проблему.

Предлагаемые методы цифрового моделирования для решения задач оптимизации портфеля разведочных и добычных активов

Полученное нами общее уравнение не имеет единственного решения. Собственно, даже если допустить, что такое решение имеется, задать прогнозную емкость M рынка k во времени $M_k(t)$ в реальности тоже невозможно. Это само по себе является предметом бесконечных дискуссий многих специалистов, строящих эвристические модели будущего потребления нефти и газа.

Поэтому мы имеем дело с одной из сложнейших оптимизационных задач, решать которую придется не иначе, как минимизировать какими-либо способами разность между суммарной добычей по региону и емкостью данного регионального рынка:

$$\left[\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n Q_{ij}(t) - M_k(t) \right] \xrightarrow{\text{критерий}} \min \quad (1),$$



Где $Q_{ij}(t)$ – проектные профили добычи активов, поставляющих нефть или газ на общий рынок k . Разумно задать какое-то пороговое минимальное значение σ для (1). И тогда много сочетаний активов $Q_{ij}(t)$ будут отвечать критерию σ .

$$[\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n Q_{ij}(t) - M_k(t)] \leq \sigma \quad (2)$$

Поскольку вариантов, отвечающих условию (2) множество, встает задача, какой из них выбрать в качестве основного решения? И тогда на помощь можно призвать экономически значимые критерии, которые и будут определять целевой результат. Рассмотрим три, наиболее значимых на наш взгляд, критерия.

1. Критерий максимального чистого суммарного дисконтированного дохода ЧДД (NPV) по набору активов, входящих в множество $Q_{ij}(t)$. Т.е. мы выберем тот вариант совокупности разведочных и добычных активов, удовлетворяющий (2), который дает наибольший накопленный ЧДД по всей региональной группе месторождений.

2. Критерий минимума капитальных затрат. Несмотря на то, что ЧДД в оценке эффективности инвестиционных проектов играет ключевую роль, результаты его вычисления отличаются большими погрешностями по нескольким причинам: от невозможности предсказать цену газа на десятилетия вперед до непрогнозируемых налоговых условий в будущем. Выбор ставки дисконтирования также может оказаться критичным, поскольку выбор альтернатив зависит от точки Фишера, вычисляемой для двух альтернативных проектов сопоставимого масштаба. Если сравнивать ЧДД проектов при ставках дисконтирования выше и ниже точки Фишера, то результаты выбора из них будут противоположными.

Поскольку сравниваемые решения по добыче будут практически идентичными согласно условию (2), использование критерия минимума капитальных затрат для достижения того же результата кажется логичным.

3. Критерий суммарных капитальных и операционных затрат ($C_{арех} + O_{арех}$). Логика этого критерия аналогична п. 2, с той лишь разницей, что предпочтение при включении в портфель будут получать те проекты, которые для достижения эквивалентного по добыче результата портфеля более дешевы в эксплуатации, а не только в обустройстве.

Общая же логика критериев 2 и 3 в сравнении с 1 состоит в том, что они позволят из вариантов, эквивалентных по добыче и поставляющих продукцию на общий региональный рынок $M_k(t)$ выбрать такие, которые сопряжены с меньшими затратами на обустройство и эксплуатацию. При этом они несколько более свободны от субъективизма в оценке, связанного с прогнозом будущей цены и выбором ставок дисконтирования.

Остается нерешенным вопрос о зависимости показателей от времени t , которая присутствует во всех вышеприведенных соотношениях. Ведь в зависимости от времени результат оптимизации портфеля активов может быть различным. Можно, конечно, стремиться получить непрерывные зависимости от времени t , однако это серьезно усложнит алгоритмы при том, что прикладное значение такого результата не столь очевидно. Для разрешения этих неоднозначностей мы выбрали сроки прогноза в 5, 10 и 15 лет вперед (2025, 2030 и 2035 годы) и проанализировали получаемые варианты на этих временных рубежах.

Дальнейший выбор наиболее предпочтительной реализации по каждому рыночному сценарию осуществлялся по трем экономическим критериям, которые мы обсудили выше.



На рис. 1 представлены результаты расчетов для перечисленных выше условных рыночных сценария M_1 по прогнозируемому условному уровню добычи в 2035 г. На рисунках (а, б, в) отображаются три упомянутых критерия выбора: накопленные капитальные затраты к 2035 году (а), накопленные капитальные и эксплуатационные затраты вместе (б) и расчетный чистый дисконтированный доход (в).

Исходя из ранее приведенной нами логики мы предпочли бы делать выбор вариантов по затратным показателям (а,б), а не показателю ЧДД (в), поскольку ситуация с прогнозом цен на 15 лет вперед, который никогда не может быть состоятельным, только усугубит субъективность оценки. Логика в том, что наиболее эффективным можно считать тот проект, который даст идентичные или весьма близкие показатели по годовому отбору при меньших затратах. Впрочем, если относиться к ЧДД как к условному показателю, то его также можно использовать.

Разъясняя смысл рисунков далее, отметим, что цветом на (а, б, в) отмечены те комбинации разведочных и добычных активов, которые в анализируемом отрезке значений годовой добычи в 2035 году выглядят более предпочтительными по каким-либо из этих критериев (минимум для затратных, максимум для ЧДД). На рисунке г даны соотношения между затратными и доходными критериями, по которым можно определить основной предпочтительный вариант. На рисунке д приведено множество комбинаций добычи, отвечающих анализируемому рыночному сценарию 2035 года, на фоне которых теми же цветами, что и на рисунках (а, б, в) отмечены предпочтительные профили добычи по региону 1. По совокупности экономических критериев и исходя из их соотношения, представленных на рисунке г, можно предварительно наметить один наилучший вариант, который обозначен в подписи к рисунку д. Для этих вариантов формируются табличные приложения, в которых приводятся рекомендуемые профили добычи на 2020-2035гг. по каждому из месторождений из рассматриваемой группы для региона 1.

Аналогичные операции были проведены и по рыночным сценариям до 2025 и до 2030 года, которые сузили коридор для выбора оптимального сценария.

Выводы

1. С помощью разработанной методологии возможно постоянно оптимизировать программы разведки и добычи месторождений в крупной компании при изменении внешних рыночных условий.
2. Предлагаемые методы в существенной мере свободны от непредсказуемых будущих цен на сырье, что делает их менее субъективными при принятии взвешенных управленческих решений.
3. Проведенные серии расчетов на примерных реальных разведочных и добычных активов компаний показали чрезвычайно хорошие результаты и уже внедряются в практику стратегического планирования.



Федеральное Агентство
по недропользованию

2021 НЕДРА
Изучение. Разведка. Добыча

Список литературы

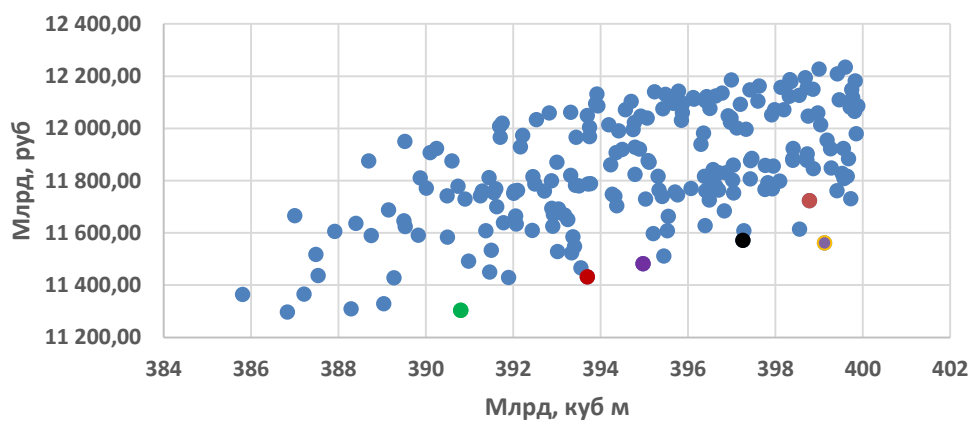
1. Ампилов Ю.П. Численное исследование величины рентабельно извлекаемых запасов углеводородов, рассчитываемых доходным методом. – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление", №5, 2016, с. 22-30
2. Ампилов Ю.П., Важенин Ю.И., Шмаль Г.И. Что изменилось за последние годы в наших представлениях об освоении российского шельфа? – NEFTEGAZ.RU, № 8, 2019, с. 50-61
3. Ампилов Ю.П., Лапо А.В. Техничко-экономические оценки морских месторождений углеводородов на ранних стадиях изучения. – Газовая промышленность, 2011, № 8, с. 62-67
4. Маммадов С.М. Ампилов Ю.П., Холодилов В.А., Хоштария В.Н. Сколько стоят месторождения шельфа Арктики в условиях кризиса? – Газовая промышленность, 2017, № 6, с. 16-22
5. Мартынов М.А., Ампилов Ю.П. Конструирование модели опциона для оценки величины стартового платежа за право пользования участком недр. // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление.* 2009, № 2, с. 49-53



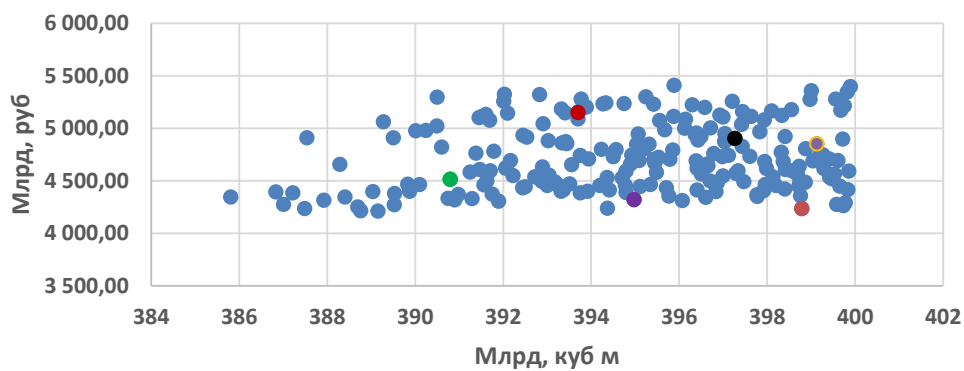
Федеральное Агентство
по недропользованию

2021 НЕДРА
Изучение. Разведка. Добыча

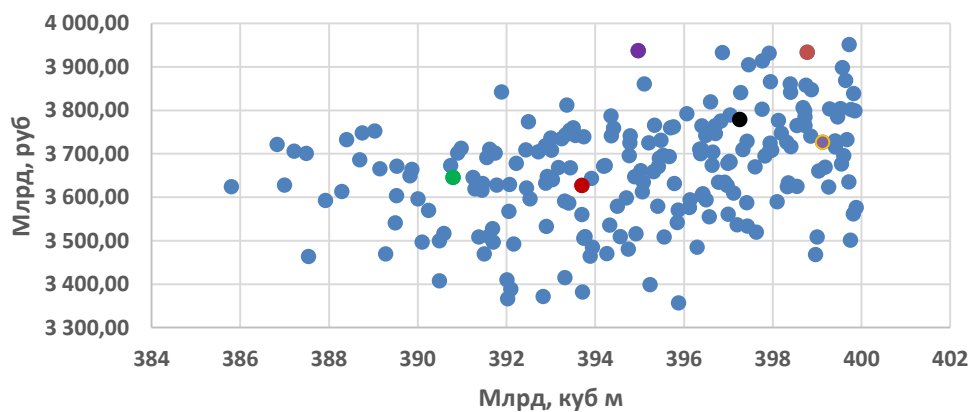
CAPEX+OPEX 380-400 Регион 1



CAPEX 380-400 Регион 1



NPV 380-400 Регион 1



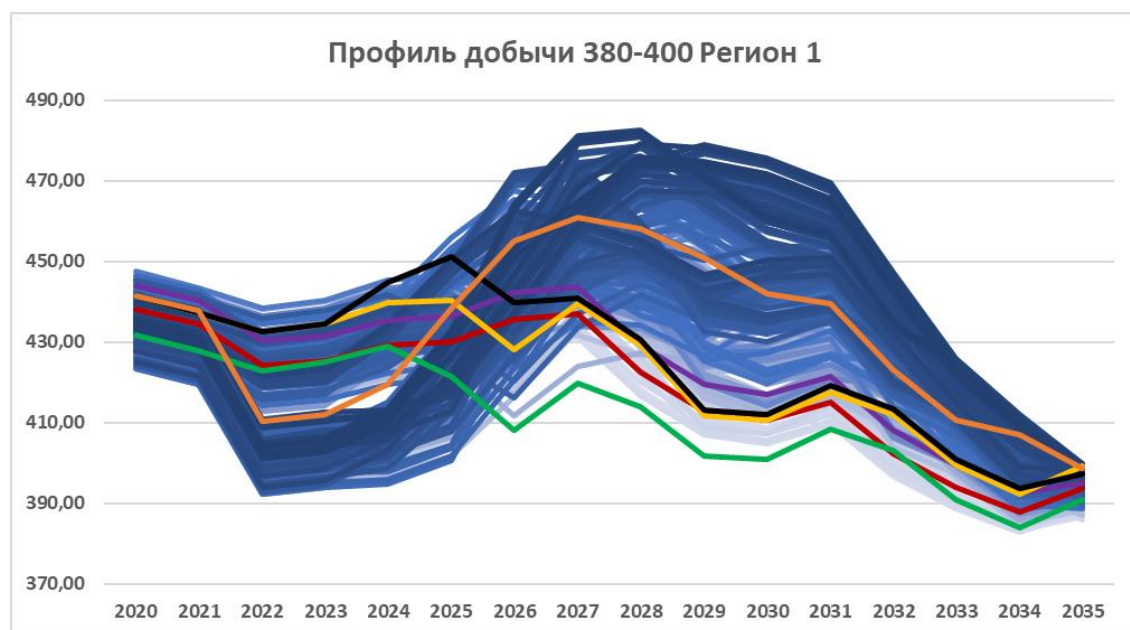
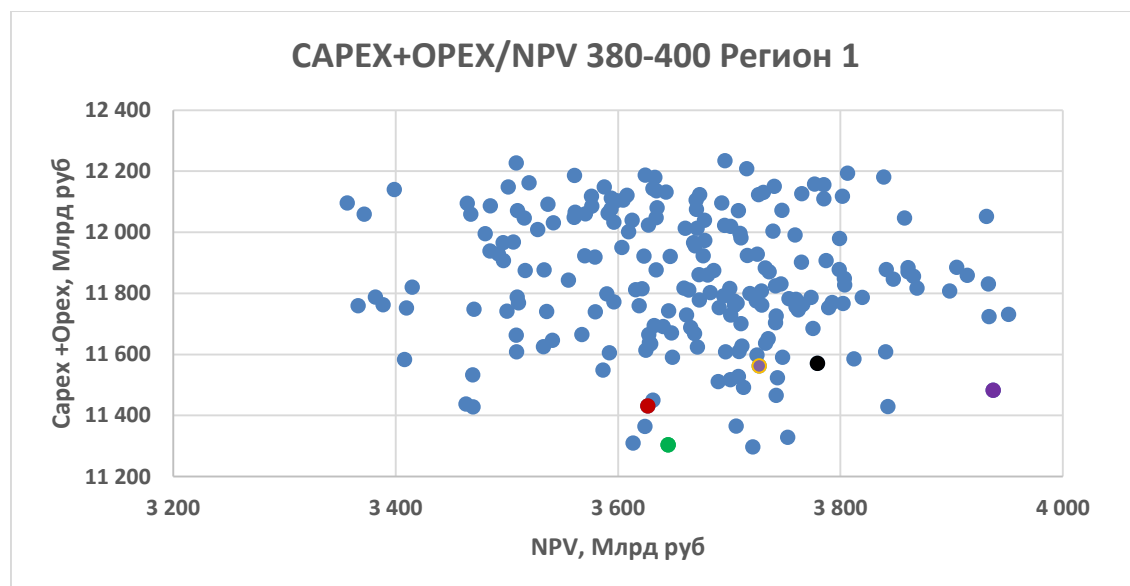


Федеральное Агентство
по недропользованию

2021 НЕДРА
Изучение. Разведка. Добыча

Рис. 1, (а, б, в). Анализ возможных вариантов добычи по региону 1, отвечающих рыночным потребностям в 390 ± 10 млрд. м³ в год в 2035 году:

а – накопленные капитальные и эксплуатационные затраты до 2035 года; б- накопленные капитальные затраты до 2035 года; в – расчетный ЧДД (NPV) до 2035 года. Цветами показаны конкурирующие предпочтительные варианты по экономическим критериям.





Федеральное Агентство
по недропользованию

2021 НЕДРА
Изучение. Разведка. Добыча

Рис. 1 (г,д) Анализ возможных вариантов добычи по региону 1, отвечающих рыночным потребностям в 390 ± 10 млрд. м³ в год в 2035 году:

г – соотношение между экономическими критериями (“накопленные Сарех+Орех” и ЧДД) до 2035 года; д – варианты реализации профилей добычи, отвечающих в 2035 году потребностям в интервале 390 ± 10 млрд. м³. Цветами показаны конкурирующие предпочтительные варианты по экономическим критериям. Исходя из соотношений на рис. г, основным на рис. д является вариант, отмеченный фиолетовым цветом.