

# Математическое моделирование ликвидации газовых месторождений

**В.Р. Хачатуров**

д.ф.-м.н., профессор, зав. отделом<sup>1</sup> академик<sup>2</sup> академик<sup>3</sup>

**А.Н. Соломатин**

к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник<sup>1</sup>  
a.n.solomatina@bk.ru

**А.К. Скиба**

к.ф.-м.н., старший научный сотрудник<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>Российская академия космонавтики, Москва, Россия

<sup>3</sup>РАЕН, Москва, Россия

**Актуальность проблемы ликвидации газовых месторождений определяется выходом многих месторождений Западной Сибири на режим падающей добычи. Рассматриваются методологические вопросы ликвидации газовых месторождений, различные источники финансирования ликвидационных работ. Исследуется модель функционирования газового месторождения с учетом формирования ликвидационного фонда. Рассматривается функционирование Системы перспективного планирования добычи газа с учетом ликвидации месторождений.**

**Материалы и методы**

Теория систем, имитационные модели, оптимальное управление, автоматизированные системы планирования.

**Ключевые слова**

ликвидация газовых месторождений, ликвидационные затраты, группа газовых месторождений, планирование добычи, математическое моделирование

**Введение**

В работах [1], [2] приведены результаты многолетних исследований по проблематике математического моделирования освоения газовых месторождений, рассмотрена Система перспективного планирования добычи газа (СПДГ), которая позволяет прогнозировать добычу газа и основные технико-экономические показатели добычи для месторождений некоторой группы на основе имитационной модели этой группы. Настоящая работа посвящена дальнейшему развитию этой тематики, когда рассматривается завершающий этап жизненного цикла газовых месторождений – этап их ликвидации.

Проблематика ликвидации газовых месторождений приобретает в последнее время особую актуальность, что связано, во-первых, с выходом большой группы месторождений Западной Сибири на завершающую стадию эксплуатации и, во-вторых, с новизной и слабостью исследованностью вопроса. Проблема осложняется тем, что ликвидационные работы (ЛР) ранее в проектах разработки месторождений не предусматривались, и накопление средств на эти цели не производилось.

**Методологические вопросы ликвидации газовых месторождений**

Ликвидация представляет собой заключительный этап жизненного цикла газодобывающих месторождений (как и любой другой сложной системы). Признаками приближения заключительного этапа являются ослабление функций системы (падение добычи), снижение эффективности функционирования (падение рентабельности добычи), снижение надежности и жизнеспособности системы.

Процесс ликвидации объектов газодобычи можно изучать как сложную систему, элементы которой взаимодействуют следующим образом [3]. Субъект ликвидации производит ликвидацию объекта газодобычи (состоящего из нескольких подсистем), которая может быть вызвана различными причинами. При этом субъект преследует определенные цели, формализованные в виде критериев оценки процесса ликвидации, руководствуясь основными принципами ликвидации. Субъект учитывает факторы влияния среды, ограничения и имеющиеся в его распоряжении ресурсы. Далее субъект выбирает необходимые виды и способы ликвидации, которые в наибольшей степени адекватны конкретной ситуации, стремясь избежать возможных проблем, возникающих в процессе ЛР.

**Определение ликвидационных затрат по укрупненным нормативам**

Затраты на ликвидацию объектов газодобычи можно классифицировать по направлениям ЛР (по основным подсистемам ликвидируемого объекта), что позволяет выделить следующие направления затрат:

- на демонтаж технологической подсистемы ( $Z_1$ ): на консервацию скважин, демонтаж линий трубопроводов, ДКС, зданий и

сооружений, ЛЭП, реализацию оборудования и материалов, транспортировку оборудования и т.д.;

- на демонтаж социальной подсистемы ( $Z_2$ ): на реконструкцию и передачу объектов социальной сферы и жилого фонда, выплату пособий, обучение и трудоустройство персонала, обеспечение персонала жильем и т.д.;
- на восстановление экологической подсистемы ( $Z_3$ ): на предотвращение аварий, обеспечение сохранности зданий и сооружений, утилизацию отходов, очистку и рекультивацию территории и т.д.

В силу большого временного разрыва между моментом расчета затрат и началом проведения ликвидационных работ, а также отсутствия детальной нормативной базы, ликвидационные затраты (ЛЗ) предлагается рассчитывать по укрупненным нормативам. Если прогнозирование таких затрат для отдельных месторождений производится на уровне газодобывающего предприятия, то это позволяет получать вполне приемлемые результаты.

Затраты  $Z_i$  ( $i=1,2,3$ ) предлагается рассчитывать на основе укрупненных нормативов и количественных показателей, определяемых в результате работы имитационной модели группы газовых месторождений [1-2]:

Полные ЛЗ для месторождения  $Z$  определяются как

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 = F(N, D, L, P),$$

где  $N$  – фонд скважин на месторождении,  $D$  – количество ДКС,  $L$  – общая длина звеньев трубопроводов,  $P$  – количество занятых.

При этом в случае расчетов по укрупненным показателям можно положить

$$Z(t) = Z/M, \quad t \in [T_1, T_1 + M - 1].$$

**Источники финансирования ликвидационных работ**

До 1999 г. при составлении проектной документации по разработке газовых (газоконденсатных) месторождений статьи на ликвидационные затраты не предусматривались, поэтому в настоящее время средств на проведение ЛР в нужном объеме у газодобывающих предприятий, как правило, не хватает, и проблема выбора источников финансирования таких работ является весьма актуальной.

Предлагается учитывать следующие источники финансирования: средства государства, прибыль газодобывающих компаний, кредиты коммерческих банков и ликвидационный фонд (ЛФ), формируемый различными способами.

В настоящее время финансирование ЛР в газодобывающих компаниях, таких как ПАО «Газпром», производится в основном за счет прибыли. Это связано с такими причинами, как отсутствие у дочерних газодобывающих обществ средств на эти работы для месторождений, вышедших на заключительную стадию разработки, гибкость и оперативность использования централизованных средств ПАО «Газпром». Однако при нехватке средств на обустройство новых

месторождений налогооблагаемая прибыль не может быть источником финансирования ЛР.

Перспективным источником финансирования ликвидационных работ является ликвидационный фонд. Основными достоинствами ЛФ являются отнесение ЛЗ на себестоимость, заблаговременное накопление средств и уменьшение риска нехватки средств к моменту начала ликвидационных работ. Основными недостатками ЛФ являются «замораживание» значительных средств, риск их нецелевого использования, проблематичность использования для месторождений на завершающей стадии разработки, необходимость компьютерного моделирования.

Возможны два способа формирования ЛФ:

- накопление на банковском депозите ликвидационных отчислений, которые являются внереализационными расходами и могут производиться, например, с момента получения устойчивой прибыли пропорционально ее объемам;
- накопление амортизационных отчислений, когда стоимость основных фондов, подлежащих в будущем ликвидации, увеличивается на сумму планируемых ЛЗ с тем, чтобы к началу проведения ликвидационных работ накопленные отчисления сформировали ЛФ.

Ликвидационный фонд, создаваемый различными способами в зависимости от стадии эксплуатации месторождения, может стать основным источником финансирования ЛР:

- для месторождений в активной стадии разработки или ожидающих ввода в эксплуатацию наиболее целесообразны амортизационные отчисления;
- для действующих месторождений наиболее целесообразно применение ликвидационных отчислений;
- на заключительной стадии разработки в условиях дефицита времени и средств могут быть применены любые доступные источники финансирования.

### Математическая модель функционирования газового месторождения с учетом ликвидационных затрат

На основе [4] была разработана и исследована математическая модель функционирования газового месторождения с учетом затрат на ликвидацию [3]. Пусть  $T$  — период планирования добычи газа,  $N$  — фонд добывающих скважин,  $\bar{N}$  — ограничение сверху на фонд добывающих скважин,  $q$  — средний дебит добывающих скважин,  $V$  — извлекаемые запасы газа,  $I$  — ежегодные отчисления в ликвидационный фонд,  $\delta$  — коэффициент дисконтирования,  $\beta$  — чистый банковский процент на депозитный денежный вклад,  $\mu$  — коэффициент эксплуатационных затрат в расчете на одну скважину,  $c$  — цена природного газа. Взаимосвязь между этими переменными описывается в виде системы дифференциальных уравнений:

$$\dot{V} = -Nq, \dot{q} = -\frac{q_0}{V_0} Nq, \quad (1)$$

$$\dot{\Phi} = \beta\Phi + I$$

при начальных условиях  $V_0 > 0, q_0 > 0, \Phi_0 > 0$  и конечном условии  $\Phi \geq \Phi_*$ . В качестве управления в модели выбирается фонд скважин  $N$  с ограничениями  $0 \leq N \leq \bar{N}, \bar{N} \geq 0$ .

Текущая добыча газа, совокупный доход и совокупная прибыль с учётом отчислений в ЛФ вычисляются по формулам:

$$Q = qN, \quad c \int_0^T Q \cdot \exp(-\delta t) dt, \\ \int_0^T (cQ - \mu N - I) \exp(-\delta t) dt.$$

Тогда формулируется следующая оптимизационная задача. Требуется максимизировать функционал

$$\int_0^T (cQ - \mu N - I) \exp(-\delta t) dt \quad (2)$$

при дифференциальных связях

$$\dot{q} = -\frac{q_0}{V_0} Nq \quad \text{и} \quad (3)$$

$$\dot{\Phi} = \beta\Phi + I \quad (4)$$

начальных условиях

$$q(0) > 0 \quad \text{и} \quad (5)$$

$$\Phi_0 \geq 0, \quad (6)$$

конечном условии

$$\Phi_T \geq \Phi_* \quad (7)$$

ограничениях на управления

$$0 \leq N \leq \bar{N} \quad \text{и} \quad (8)$$

$$0 \leq I \leq cqN - \mu N. \quad (9)$$

Управления  $N$  и  $I$  принадлежат множеству измеримых функций. Поставленная задача является задачей оптимального управления со смешанными ограничениями (9), с нефиксированным временем  $T$ , со свободным правым концом  $q(T)$  и закрепленным правым концом  $\Phi(T)$ .

В настоящее время неизвестны строго доказанные теоремы, применение которых к поставленной задаче могло бы привести к нахождению оптимальной траектории. Поэтому предлагается осуществить поиск траектории, «близкой» к оптимальной, путём последовательного решения двух следующих оптимизационных задач.

1. Вначале решается задача, где в качестве оптимизационного критерия выбран максимум накопленной прибыли, а формирование ЛФ не рассматривается. На основе решения данной задачи определяются динамика добычи газа, динамика получаемой прибыли и время эксплуатации месторождения.

2. Затем решается задача формирования фонда. Считается, что известна динамика получаемой прибыли (без учёта ликвидационных отчислений) и время эксплуатации месторождения. Тогда задача состоит в поиске максимальной накопленной чистой прибыли, учитывающей отчисления в фонд.

Если коэффициент дисконтирования  $\delta$  меньше банковского процента  $\beta$ , то отчисления в ЛФ начинаются с момента ввода месторождения в эксплуатацию, если  $\delta > \beta$  — то в конце эксплуатации месторождения; при  $\delta = \beta$  политика накопления ЛФ не имеет значения.

### Расчет динамики формирования ликвидационного фонда

Определим временные параметры ЛР, для чего введем следующие обозначения:  $T_0$  и  $T_0^*$  — время начала и окончания формирования ЛФ,  $T_1$  и  $T_1^*$  — время начала и окончания ликвидационных работ,  $N$  — длительность периода накопления ЛФ,  $M$  — длительность периода ликвидационных работ,  $P(t)$  — динамика прибыли до налогообложения.

Момент  $T_1$  определяется из условия нерентабельности добычи как год достижения

максимального суммарного коммерческого дохода по годам анализируемого периода (накопленный доход от реализации за вычетом затрат на ликвидацию). Величину  $M = T_1^* - T_1$  предлагается определять пропорционально срокам разбуривания месторождения, момент  $T_0$  — как момент начала рентабельной добычи ( $P(t) > 0$ ),  $T_0^*$  — как  $T_1 - 1$ .

Рассмотрим методику расчета объема ЛФ  $\Phi^*$  в случае использования ликвидационных отчислений.

Пусть  $\alpha$  — процент налога на прибыль,  $\beta$  — банковский процент для депозита,  $\gamma$  — процент возрастания средств на депозите с учетом налога на прибыль,  $\Phi^*$  — объем ЛФ,  $\Phi(t)$  — отчисления в ЛФ в  $t$ -м году; пусть также на депозит в базовый год положена сумма  $\Phi(1)$ .

Тогда на основе формулы сложных процентов на год с номером  $t$  размер вклада с учетом возрастания средств на депозите и уплаты налога на прибыль составит

$$\Phi(t) = \gamma^{t-1} \Phi(1), \quad \text{где } \gamma = (1 + \beta(1 - \alpha)) > 1 \quad (10)$$

Поскольку в период проведения ЛР на средства фонда будут продолжаться начисляться проценты, объем фонда может быть меньше необходимых ликвидационных затрат, т.е.  $\Phi^* \leq Z$ .

В каждый год периода ликвидации  $t \in [T_1, T_1 + M + 1]$  на ЛР направляется сумма  $Z(t) = Z/M$ , которой в году  $T_1 - 1$  соответствует некоторая часть ЛФ  $\Phi^*(t) < Z(t)$ .

Поэтому

$$Z(t) = \gamma^{t-T_1} \Phi^*(t), \quad \Phi^*(t) = \frac{Z}{M \gamma^{t-T_1}}. \quad (11)$$

Тогда необходимый объем фонда составит

$$\Phi^* = \sum_{i=1}^M \Phi^*(T_1 + i - 1) = \frac{Z}{M} \sum_{i=1}^M \frac{1}{\gamma^{i-1}}. \quad (12)$$

Если отчисления в ЛФ производятся в начале эксплуатации месторождения, то их целесообразно производить пропорционально прибыли до налогообложения  $P(t)$ , начиная с момента достижения рентабельности ( $P(t) > 0$ ). Чтобы найти  $\lambda$  — процент отчислений в ЛФ из прибыли  $P(t)$ , вначале считается нулевым приближение  $\Phi_0$  при  $\lambda = 1$  (вся прибыль направляется в ЛФ):

$$\Phi_0 = \gamma^N P(T_0) + \gamma^{N-1} P(T_0+1) + \dots + P(T_1-1) = \sum_{i=0}^N P(T_0+i) \gamma^{N-i}. \quad (13)$$

Тогда  $\lambda$  определяется из соотношения

$$\Phi^* = \sum_{i=0}^N \lambda P(T_0+i) \gamma^{N-i}, \quad \text{т.е. } \lambda = \Phi^* / \Phi_0. \quad (14)$$

Кроме того, были разработаны методики расчета фонда, формируемого в конце эксплуатации месторождения, а также расчета фонда, формируемого за счет амортизационных отчислений.

### Использование Системы перспективного планирования добычи газа при ликвидации месторождений

Обеспечение экономически эффективного проведения ликвидационных работ требует согласованного, комплексного решения следующих задач:

- накопление средств на ЛР уже на ранних стадиях освоения месторождений;
- определение момента начала и продолжительности работ;
- учет множественности источников финансирования работ;
- расчет объемов и динамики ликвидационных затрат;

- согласование динамики необходимых ЛЗ различных видов и динамики поступления средств на ликвидацию из различных источников;
- рассмотрение ЛР в контексте всего жизненного цикла месторождения;
- учет влияния ЛР на показатели функционирования всего газодобывающего общества, включая добычу газа, доходы и прибыли, налоги и т.д.;
- выбор стратегии ликвидации, наилучшей по заданным критериям оценки.

Все это требует специализированного математического и программного обеспечения, которое предлагается разрабатывать на базе Системы перспективного планирования добычи газа СПДГ [1], [2]. Использование имитационной модели группы газовых месторождений позволяет по минимальной исходной информации (включая запасы газа, дебиты, план добычи по группе месторождений, нормативы, цены на газ) рассчитывать прогнозную добычу газа, а на ее основе — многочисленные производные технико-экономические показатели добычи в динамике по месторождениям.

Включение учета ликвидационных затрат в имитационную систему долгосрочного планирования позволяет создать единый инструмент для моделирования полного жизненного цикла газовых месторождений:

- формируемая на основе модели группы месторождений количественная информация

(количество скважин, численность населения и т.д.) является основой для расчета ЛЗ по укрупненным нормативам;

- затраты на проведение ЛР учитываются при расчете финансово-экономических показателей деятельности газодобывающего общества;
- средства генерации и многокритериального анализа альтернатив могут использоваться для выбора стратегий проведения ЛР, которые могут различаться составом и долей источников финансирования работ, а также их параметрами.

#### Итоги

Показана необходимость и возможность использования математического моделирования и автоматизированных систем для обеспечения процесса ликвидации газовых месторождений.

#### Выводы

1. Рассмотрены некоторые методологические вопросы ликвидации газовых месторождений.
2. Рассмотрено определение ликвидационных затрат по укрупненным нормативам.
3. Проведен анализ различных источников финансирования ликвидационных работ.
4. Рассмотрена математическая модель функционирования газового месторождения с учетом затрат на его ликвидацию.
5. Приведен расчет динамики формирования

ликвидационного фонда.

6. Рассмотрены возможности функционирования Системы перспективного планирования добычи газа с учетом ликвидации месторождений.

#### Список литературы

1. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
2. Соломатин А.Н., Скиба А.К. Имитационная система для прогнозирования развития газодобывающих компаний. М.: ВЦ РАН, 2003. 28 с.
3. Скиба А.К., Соломатин А.Н., Хачатуров В.Р. Ликвидация газовых месторождений: методология и моделирование. М.: ВЦ РАН, 2004. 38 с.
4. Федосеев А.В., Хачатуров В.Р. Постановка и исследование задач оптимального управления для анализа перспективных планов в нефтегазодобывающей промышленности. Имитационное моделирование и математические методы анализа перспективных планов развития нефтедобывающей промышленности. М.: ВЦ АН СССР, 1984. С. 66–112.
5. Лернер Б.М. Методические принципы оценки экономических пределов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Наука о природном газе. Настоящее и будущее. М.: ВНИИгаз, 1998.

## Mathematical modelling of liquidation of gas fields

#### Authors:

**Vladimir R. Khachaturov** — Sc.D., professor, head of department<sup>1</sup>, academician<sup>2</sup>, academician<sup>3</sup>

**Alexander N. Solomatin** — Ph.D., leading researcher<sup>1</sup>; [a.n.solomatin@bk.ru](mailto:a.n.solomatin@bk.ru)

**Alexander K. Skiba** — Ph.D., senior researcher<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Federal Research Center «Informatics and Control» of RAS, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Russian academy of astronautics, Moscow, Russian Federation

<sup>3</sup>Russian academy of natural sciences, Moscow, Russian Federation

#### Abstract

Relevance of a problem the gas fields liquidation is determined by a transition of many fields of Western Siberia to the mode of the falling production. Methodological issues of gas fields liquidation, various sources of financing the liquidating works are considered. The functioning model of the gas field taking into account forming of liquidating fund is researched. Functioning of System of advance planning of gas production taking into account liquidation of gas fields is considered.

#### Materials and methods

Theory of systems, simulation models, optimum

control, computer-aided systems of planning.

#### Results

Need and possibility of using the mathematical modelling and the computer-aided systems for ensuring process of liquidation of gas fields is shown.

#### Conclusions

1. Some methodological issues of gas fields liquidation are considered.
2. Determination of liquidating costs according to the integrated standard rates is considered.
3. The analysis of various sources of financing

the liquidating works is carried out.

4. The mathematical model of gas field functioning the taking into account costs for its liquidation is considered.
5. Calculation of dynamics the liquidating fund forming is given.
6. The possibilities of functioning of System of advance planning of gas production taking into account liquidation of fields are considered.

#### Keywords

liquidation of gas fields, liquidating costs, group of gas fields, production planning, mathematical modelling

#### References

1. Margulov R.D., Khachaturov V.R., Fedoseev A.V. *Sistemnyy analiz v perspektivnom planirovanii dobychi gaza* [The system analysis in advance planning of gas production]. Moscow: Nedra, 1992, 287 p.
2. Solomatin A.N., Skiba A.K. *Imitatsionnaya sistema dlya prognozirovaniya razvitiya gazodobyvayushchikh kompaniy* [Simulation system for forecasting of development of the gas production companies]. Moscow: CC RAS, 2003, 28 p.
3. Skiba A.K., Solomatin A.N., Khachaturov V.R. *Likvidatsiya gazovykh mestorozhdeniy: metodologiya i modelirovanie* [Liquidation of gas fields: methodology and modelling]. Moscow: CC RAS, 2004, 38 p.
4. Fedoseev A.V., Khachaturov V.R. *Postanovka i issledovanie zadach optimal'nogo upravleniya dlya analiza perspektivnykh planov v neftegazodobyvayushchey promyshlennosti* [Statement and research of problems of optimum control for the analysis of long-term plans in oil and gas industry]. Simulation and mathematical methods of the analysis of long-term plans of development of the oil and gas industry. Moscow: CC RAS, 1984, pp. 66–112.
5. Lerner B.M. *Metodicheskie printsipy otsenki ekonomicheskikh predelov ekspluatatsii gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* [Methodical valuation principles of economic limits of operation of gas and gas-condensate wells]. Science about natural gas. Present and future. Moscow: VNIIGas, 1998.