

## МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПОЛУЧЕННЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕОРИИ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

На сегодняшний день существующие системы внешнего электроснабжения газовых месторождений Западной Сибири не приспособлены к росту электрических нагрузок в 3 и 4 раза из-за ввода на завершающей стадии разработки газовых месторождений энергоемких современных технологий добычи газа (распределенное компримирование газа). Ранее проектирование системы электроснабжения газовых месторождений выполнялось без учета ввода дополнительных мощностей и это привело к серьезной реконструкции всей системы электроснабжения большинства газовых месторождений Западной Сибири, например системы электроснабжения Западно-Таркосалинского и Юбилейного месторождений газа. Главный параметр системы электроснабжения – это класс напряжения, при котором происходят передача и распределение электрической энергии. Цель данной работы – разработать математические модели расчета оптимального класса напряжения с учетом всего жизненного цикла месторождения. Для достижения поставленной цели в работе решен ряд задач: все газовые месторождения классифицированы по электрической нагрузке на три категории; определены факторы, значительно влияющие на класс напряжения; построены схемы электроснабжения для каждого сочетания факторов и класса напряжения; рассчитаны дисконтируемые затраты для каждой схемы электроснабжения; предложен вид целевой функции; определен класс напряжения с минимумом дисконтируемых затрат по интерполяционной теории Лагранжа; построены математические модели. Также в работе по полученным математическим моделям приведены результаты расчета в графическом виде оптимизации питающей линии электропередачи Медвежьего месторождения. Для решения задач в работе были использованы методы теории планирования эксперимента и методы программирования ЭВМ.

**Ключевые слова:** теория планирования эксперимента, класс напряжения, питающая сеть, дисконтируемые затраты, система электроснабжения, газовое месторождение, фактор.

### ВВЕДЕНИЕ

Жизненный цикл месторождений газа в Западной Сибири составляет в среднем 60 лет. По уровню извлечения объема годового отбора газа жизненный цикл месторождения делится на четыре периода: нарастающая добыча, постоянная добыча, падающая добыча и ликвидация месторождения [1]. Каждый период жизненного цикла сопровождается своей технологической схемой добычи газа [2-4] с разным набором электроприемников. Поэтому в процессе жизненного цикла происходит многократный рост потребления электрической энергии.

Неправильно выбранный класс напряжения в лучшем случае приводит к увеличению потерь электроэнергии, а в худшем – к дополнительному строительству объектов энергетики (подстанций, линий электропередачи и т. п.). Так, например, на Вынгапуровском газовом месторождении потребовалось строительство 22 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) класса напряжения 10 кВ.

Таким образом, неверно выбранный класс напряжения приводит к большим эксплуатационным и капитальным затратам, а также к недоотбору газа из пласта месторождения.

### ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Энергосберегающая политика ПАО «Газпром» заключается в эффективном использовании энергетических ресурсов [5]. Основные газовые месторождения

Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки [6].

На данный момент выбор класса напряжения для передачи и распределения электроэнергии на газовых месторождениях в проектных институтах осуществляется по электрической нагрузке первого периода жизненного цикла, нагрузка последующих периодов не учитывается. В итоге это тормозит внедрение на завершающей стадии разработки месторождения современных технологий добычи газа. Таким образом, правильно выбранный класс напряжения с учетом всего жизненного цикла газового месторождения является одной из задач для достижения поставленной цели ПАО «Газпром».

В работе для разработки метода расчета оптимального напряжения использован подход с применением теории планирования эксперимента [7]. Проектирование систем электроснабжения связано с применением наилучших решений, которые определяются критерием оптимизации. Для этого необходимо выполнять большое количество расчетов с учетом ряда ограничений. Использование теории планирования эксперимента позволяет упростить поиск наилучшего решения.

Подход, использованный в данном исследовании, базируется на работах проф., д.т.н. Федорова А.А. и проф., д.т.н. Мельникова Н.А., однако имеется ряд ограничений: у газовых месторождений расстояние больше на три порядка, чем у промышленных предприятий, а нагрузка ниже на два порядка, которая кратно растет в процессе жизненного цикла месторождения.

На сегодняшний день методики выбора оптимального класса напряжения для системы электроснабжения газовых месторождений с учетом всего жизненного цикла отсутствуют. А существующие методы выбора оптимального напряжения не применимы к системе электроснабжения газовых месторождений по следующим причинам:

- в настоящее время для выполнения технико-экономических расчетов используют дисконтируемые затраты, которые позволяют учитывать капитальные вложения и изменение стоимости электроэнергии, амортизационных отчислений по годам с учетом инфляции;
- схема электроснабжения газовых месторождений – «двойная сквозная магистраль с односторонним питанием», а не «радиальная», как у промышленных предприятий;
- газовые месторождения отличаются от промышленных предприятий протяженными линиями электропередачи (площадь на два порядка больше у газовых месторождений по сравнению с промышленными предприятиями) с небольшими электрическими нагрузками (плотность электрической нагрузки у газовых месторождений на четыре порядка меньше, чем у промышленных предприятий), которые кратно растут в процессе жизненного цикла месторождения.

При проектировании систем электроснабжения газовых месторождений необходимо решать целый комплекс различных по сложности технико-экономических задач:

- выбор числа и мощности трансформаторных подстанций;
- выбор схемы электроснабжения;
- выбор местоположения подстанций и т.д.

Опыт проектирования систем электроснабжения газовых месторождений показывает, что некоторые технические решения можно принимать отдельно, но решения большинства технико-экономических задач тесно связаны между собой. Например, для размещения трансформаторных подстанций на ситуационном плане газового месторождения необходимо сначала определить число и мощность этих подстанций, выбор схемы электроснабжения, класс напряжения, а также сечение проводов линий электропередачи. Следовательно, совместное рассмотрение таких задач проектирования, как выбор оптимального напряжения для системы электроснабжения и экономически обоснованное размещение подстанций в системах электроснабжения газового месторождения, является вполне закономерным и целесообразным.

Найти оптимальный класс напряжения в системе электроснабжения газового месторождения означает найти тот класс напряжения, при котором система будет иметь минимальные дисконтируемые затраты с учетом всего жизненного цикла месторождения.

Для нахождения оптимального напряжения предлагается использовать методику, базирующуюся на том, что, на основе результатов определения дисконтируемых затрат при стандартных напряжениях,

с одной стороны, и математической интерполяционной теории Лагранжа – с другой, можно составить уравнение вида  $R = f(U)$ .

Электроснабжение газовых месторождений выполняется по первой категории надежности [8], наиболее распространенная схема питающей линии – «магистральная схема с двойными сквозными магистралями с односторонним питанием».

Для питающей сети в качестве объекта исследования выбрана система электроснабжения, состоящая из двух питающих воздушных линий с трансформацией по линии. По такой схеме осуществляется питание установок комплексной подготовки газа (УКПГ) – потребителей первой категории.

По электрической мощности газовые месторождения можно разделить на малые (мощность до 7 МВт; месторождение состоит из одной УКПГ), средние (мощность от 7 до 75 МВт; месторождение состоит из пяти УКПГ) и большие (мощность свыше 75 МВт; месторождение состоит из пятнадцати УКПГ) [9].

Схема электроснабжения газового месторождения большой, средней и малой мощности представлены на рис. 1-3.

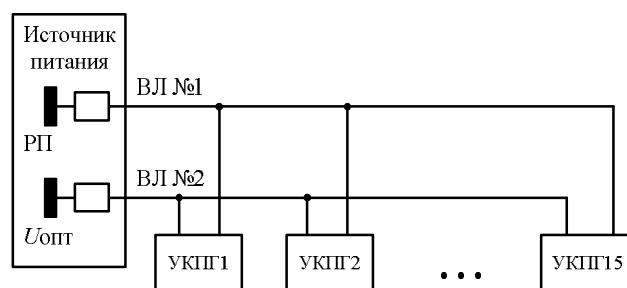


Рис. 1. Двойная сквозная магистраль с односторонним питанием. Газовое месторождение мощностью более 75 МВт

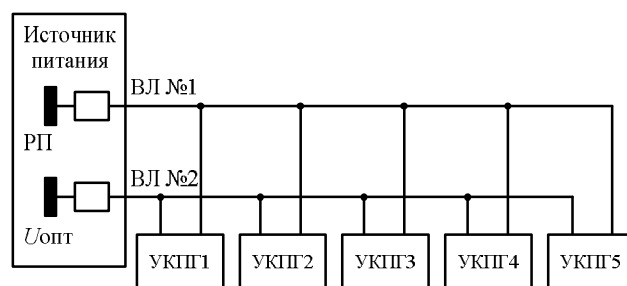


Рис. 2. Двойная сквозная магистраль с односторонним питанием. Газовое месторождение мощностью от 7 до 75 МВт

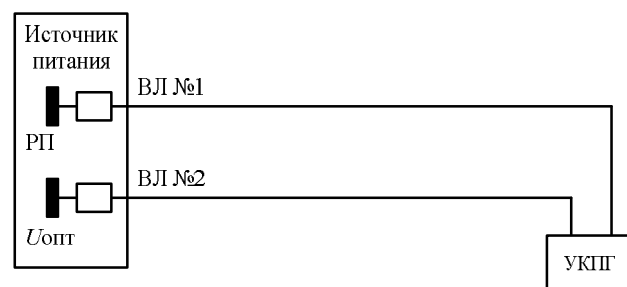


Рис. 3. Двойная сквозная магистраль с односторонним питанием. Газовое месторождение мощностью до 7 МВт

Теория планирования эксперимента

На рис. 4 представлена схема объекта исследования в работе по теории планирования эксперимента.

Дисконтируемые затраты определяют экономическую целесообразность выбранного технического решения и являются параметром оптимизации объекта исследования.

Установлено, что на функцию отклика дисконтируемых затрат существенное влияние оказывают следующие факторы:

- схема электроснабжения;
- мощность, потребляемая объектом;
- расстояние от источника питания до потребителя;
- стоимость электроэнергии;
- действительное число часов работы объекта;
- стоимость элементов системы;
- распределение нагрузки по линии электропередачи;
- перспективный рост нагрузки.

Все эти факторы по-разному влияют на CAPEX и OPEX и, следовательно, на дисконтируемые затраты.

Для газовых месторождений, состоящих из нескольких УКПГ, фактор «расчетная электрическая нагрузка» разделен на два фактора: «количество кустов газовых скважин», «коэффициент прироста электрической нагрузки». Разделение фактора позволяет построить математические модели «двойная сквозная магистраль с односторонним питанием с подключением трансформации на всем протяжении линии», провести динамический эксперимент во времени.

По данным с действующих газовых месторождений Западной Сибири, для построения математических моделей питающей сети расчетная электрическая мощность одной УКПГ в первый период жизненного цикла принята 3 МВт.

По результатам анализа для составления математических моделей выбраны следующие факторы:

1. Для газовых месторождений мощностью от 7 до 75 МВт и более 75 МВт:

- $x_1$  – количество УКПГ, шт.;
- $x_2$  – расстояние от источника до потребителя, км;
- $x_3$  – коэффициент прироста электрической нагрузки;
- $x_4$  – коэффициент распределения нагрузки.

2. Для газовых месторождений мощностью до 7 МВт:

- $x_1$  – мощность УКПГ, МВт;
- $x_2$  – расстояние от источника до потребителя, км;
- $x_3$  – коэффициент прироста электрической нагрузки.



Рис. 4. Схема объекта исследования:

1 – объект исследования; 2 – изменяемые контролируемые факторы; 3 – параметры оптимизации

Фактор «коэффициент прироста электрической нагрузки» составляет:

- в первый период жизни –  $k_{пр} = 1$  о.е.;
- во второй период жизни –  $k_{пр} = 1,63$  о.е.;
- в третий период жизни –  $k_{пр} = 3,45$  о.е.

Фактор «коэффициент распределения нагрузки» принимается  $k_{рас} = 1$  – для подключения трансформации в конце линии;  $k_{рас} = 0,55$  – для равномерного подключения трансформации к линии электропередачи. Этот фактор позволяет оценить распределение нагрузки по линии электропередачи (равномерной или в конце линии) на класс напряжения.

Факторы, наиболее влияющие на оптимальный класс напряжения для системы электроснабжения газовых месторождений, представлены в табл. 1.

Пределы варьирования факторов определяются спецификой газовых месторождений, которая установлена при анализе существующих систем электроснабжения газовых месторождений. Для каждого спланированного опыта определяются оптимальные значения искомой функции, соответствующей минимуму выбранного критерия оптимальности. Подставляя в зависимость различные значения учитываемых факторов, можно проследить изменение оптимального класса напряжения на всех этапах жизненного цикла газового месторождения и на основании этого принять правильное техническое решение. Для этого строится схема электроснабжения для каждого опыта (сочетания факторов) при разном классе напряжения.

Математические модели разработаны для объектов газовой промышленности с непрерывным производством газа, работающих 7650 ч в год [10]. Математические модели построены отдельно для большой, средней и малой мощности газовых месторождений.

При построении математических моделей для системы внешнего электроснабжения газовых месторождений использованы следующие классы напряжения:

- для месторождений большой мощности – 20, 35, 110, 220, 330 кВ;
- для месторождений средней мощности – 20, 35, 110, 220 кВ;
- для месторождений малой мощности – 6, 10, 20, 35, 110 кВ.

Таблица 1  
Основные уровни и интервалы варьирования факторов

Фактор	Основной нулевой уровень $x_{i0}$	Интервал варьирования $\Delta x$	Верхний уровень «+»	Нижний уровень «-»
Газовое месторождение большой электрической мощности (более 75 МВт)				
$x_1$	10,5	4,5	15	6
$x_2$	105	45	150	60
$x_3$	3	2	5	1
$x_4$	0,775	0,225	1	0,55
Газовое месторождение средней электрической мощности (от 7 до 75 МВт)				
$x_1$	3,5	1,5	5	2
$x_2$	45	30	75	15
$x_3$	3	2	5	1
$x_4$	0,775	0,225	1	0,55
Газовое месторождение малой электрической мощности (до 7 МВт)				
$x_1$	4,5	2,5	7	2
$x_2$	11,5	8,5	20	3
$x_3$	2,5	1,5	5	1

Под математической моделью подразумевается уравнение, связывающее параметр оптимизации (дисконтируемые затраты) с изучаемыми изменяемыми факторами [4-6]. Выражение для газовых месторождений большой и средней мощности имеет вид

$$\begin{aligned} y = R = f(x_1, x_2, x_3, x_4) = & b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \\ & + b_3x_3 + b_4x_4 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + \\ & + b_{23}x_2x_3 + b_{14}x_1x_4 + b_{24}x_2x_4 + \\ & + b_{34}x_3x_4 + b_{123}x_1x_2x_3 + \\ & + b_{124}x_1x_2x_4 + b_{134}x_1x_3x_4 + \\ & + b_{234}x_2x_3x_4 + b_{1234}x_1x_2x_3x_4, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $x_1$  – фактор «количество УКПГ»;  $x_2$  – фактор «расстояние от источника питания до потребителя электроэнергии»;  $x_3$  – фактор «коэффициент прироста электрической нагрузки»;  $x_4$  – фактор «коэффициент распределения нагрузки по ВЛ»;  $b_0, b_i, b_{ij}$  – коэффициенты полинома.

Математическая модель для газовых месторождений малой мощности имеет вид

$$\begin{aligned} y = R = f(x_1, x_2, x_3) = & b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \\ & + b_3x_3 + b_4x_4 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + \\ & + b_{23}x_2x_3 + b_{123}x_1x_2x_3, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $x_1$  – фактор «мощность УКПГ»;  $x_2$  – фактор «расстояние от источника питания до потребителя электроэнергии»;  $x_3$  – фактор «коэффициент прироста электрической нагрузки»;  $b_0, b_1, \dots, b_{123}$  – коэффициенты полинома.

Все влияющие факторы в математических моделях используются в кодированном виде, переход к которому осуществляется по формуле

$$x_j = \frac{\bar{x}_j - \bar{x}_{j0}}{\Delta x_j}, \quad (3)$$

где  $x_j$  – кодированное значение фактора;  $\bar{x}$  – натуральное значение факторов;  $\bar{x}_{j0}$  – натуральное значение основного уровня;  $\Delta x_j$  – интервал варьирования;  $j$  – номер фактора.

Общее количество построенных схем электроснабжения составляет 184. Расчет дисконтируемых затрат построенных схем электроснабжения при разных классах напряжения выполнен в программе «ПРАДИЗ», разработанной автором [11].

«ПРАДИЗ» позволяет выполнить расчет дисконтируемых затрат системы внешнего электроснабжения промышленных предприятий малой, средней и большой мощности со схемой электроснабжения «магистральная схема с одинарной и двойной сквозной магистральями».

Программа учитывает такие параметры, как капитальные затраты, основные средства (стоимость оборудования, стоимость строительно-монтажных работ, коэффициент технологический, коэффициент удорожания), эксплуатационные затраты (стоимость электроэнергии, расходы на оплату труда, общехозяйственные расходы, капитальный ремонт, расходы на техобслуживание и ремонт оборудования, сроки полезного использования

основных фондов, налог на имущество, социальные выплаты, плата за землю, НДС, ставка дисконта), численность рабочего персонала, технологические показатели (потери электроэнергии, площадь земледелия, численность рабочих и АУП).

#### Интерполяционная теория Лагранжа

Выбор оптимального напряжения при формировании общей модели осуществляется методом Лагранжа по трем точкам.

Выражение для определения оптимального напряжения по трем точкам имеет вид

$$U_{\text{опт}} = \frac{\frac{R_1}{A}(U_2 + U_3) + \frac{R_2}{B}(U_1 + U_3) + \frac{R_3}{C}(U_1 + U_2)}{2\left(\frac{R_1}{A} + \frac{R_2}{B} + \frac{R_3}{C}\right)}, \quad (4)$$

где  $U_2$  – стандартный класс напряжения с минимальными дисконтируемыми затратами;  $U_1$  – стандартный ближайший меньший класс напряжения относительно  $U_2$ ;  $U_3$  – стандартный ближайший больший класс напряжения относительно  $U_2$ ;  $R_1$  – дисконтируемые затраты ближайшего меньшего стандартного класса напряжения  $U_1$ ;  $R_2$  – минимальные дисконтируемые затраты при стандартном классе напряжения  $U_2$ ;  $R_3$  – дисконтируемые затраты ближайшего большего стандартного класса напряжения  $U_3$ ;  $R_1, R_2, R_3$  определяются по выражениям 1 и 2.

$$A = (U_1 - U_3)(U_1 - U_2); \quad (5)$$

$$B = (U_2 - U_1)(U_2 - U_3); \quad (6)$$

$$C = (U_3 - U_1)(U_3 - U_2). \quad (7)$$

Коэффициенты полинома для математических моделей газовых месторождений большой (более 75 МВт) и средней мощности (от 7 до 75 МВт) по выражению (1) представлены в табл. 2 и 3.

Коэффициенты полинома для математических моделей газовых месторождений малой мощности (до 7 МВт) по выражению (2) представлены в табл. 4.

**Таблица 2**  
**Коэффициенты полинома для математических моделей газовых месторождений большой мощности (более 75 МВт)**

Полином	$U_{\text{опт}}$ , кВ	$R_{20\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{35\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{110\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{220\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{330\text{кВ}}$ , млрд руб.
$b_0$	133	145,4	63,9	21,2	23,5	38,5
$b_1$	15,4	78,6	33,9	8,9	7,9	12,3
$b_2$	32,2	101,5	43,4	7,1	4,8	8
$b_3$	27,3	92,0	39,8	8,6	3,2	4,3
$b_4$	12,5	39,5	16,1	2,3	1,3	2,1
$b_{12}$	–	52,7	22,8	4,3	0,66	1,03
$b_{13}$	5,67	50,3	21,2	4,5	2,1	2,7
$b_{23}$	–1	65,8	27,7	4,1	1,4	2,2
$b_{14}$	–7,7	11,5	5,8	1,7	1,2	2,1
$b_{24}$	–2,4	26,4	11,3	2,8	0,4	0,9
$b_{34}$	5,16	25,9	10,9	1,4	0,56	0,98
$b_{123}$	–4,35	33,9	14,4	3,4	1,29	2,1
$b_{124}$	1,23	7,32	4,3	0,2	0,39	0,95
$b_{134}$	–7	4,36	3,35	0,8	0,54	1,02
$b_{234}$	–4,6	16,3	7,5	1,9	1,03	1,98
$b_{1234}$	3,52	0,9	2,4	–0,6	1,05	2,05

Таблица 3

Коэффициенты полинома для математических моделей газовых месторождений средней мощности (от 7 до 75 МВт)

Полином	$U_{\text{опт}}$ , кВ	$R_{20\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{35\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{110\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{220\text{кВ}}$ , млрд руб.
$b_0$	76	13,85	6,56	5,3	8,53
$b_1$	18	5,7	2,7	1,3	1,7
$b_2$	16,9	11,01	4,5	1,3	2,3
$b_3$	16,7	8,2	3,4	0,72	0,8
$b_4$	2,2	2,6	1,1	–	–0,1
$b_{12}$	3,9	4,4	1,78	0,19	0,17
$b_{13}$	9,3	3,11	1,2	–	–0,043
$b_{23}$	2,2	7,6	3,1	–	–0,097
$b_{14}$	12	1,9	0,7	0,3	0,37
$b_{24}$	–11	1,9	0,67	0,2	0,15
$b_{34}$	–3,5	1,5	0,5	–0,19	–0,3
$b_{123}$	5,4	3,4	1,2	0,38	0,4
$b_{124}$	4,5	1,34	0,3	–0,2	–0,36
$b_{134}$	7,37	0,76	0,14	0,1	0,13
$b_{234}$	–11	1,7	0,67	0,31	0,38
$b_{1234}$	3,8	1,2	0,35	–	–0,129

Таблица 4

Коэффициенты полинома для математических моделей газовых месторождений малой мощности (до 7 МВт)

Полином	$U_{\text{опт}}$ , кВ	$R_{6\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{10\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{20\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{35\text{кВ}}$ , млрд руб.	$R_{110\text{кВ}}$ , млрд руб.
$b_0$	38,8	5,7	2,4	1,2	0,95	1,42
$b_1$	4,87	1,86	0,72	0,33	0,21	0,11
$b_2$	15,6	4,96	1,78	0,7	0,38	0,4
$b_3$	14,8	3,7	1,37	0,57	0,27	0,19
$b_{12}$	2,22	1,6	0,55	0,2	0,09	–
$b_{13}$	2,35	1,26	0,46	0,31	0,19	–
$b_{23}$	11,07	3,3	1,1	0,4	0,12	–
$b_{123}$	0,94	1,1	0,34	0,18	0,08	–

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В работе в качестве примера приведены результаты расчета оптимального класса напряжения для питающей линии Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения по математическим моделям (3) – (8). На **рис. 5** показана зависимость дисконтируемых затрат от класса напряжения питающей сети Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения.

Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение состоит из десяти УКПГ с подстанциями класса напряжения 110 кВ, которые подключены равномерно к питающей линии электропередачи длиной 111,8 км.

Таким образом, анализируя зависимость класса напряжения от дисконтируемых затрат питающей сети, можно сделать вывод, что чем выше класс напряжения, тем меньше разница в дисконтируемых затратах. На графиках (см. **рис. 5**) видно, что для класса напряжения 20 кВ значения дисконтируемых затрат стоят далеко друг от друга, а для класса напряжения 330 кВ значения дисконтируемых затрат сходятся в одну точку.

Это говорит о том, что чем выше класс напряжения, тем питающая сеть системы внешнего электроснабжения более приспособлена к росту электрической нагрузки, то есть к развитию (продлению жизненного цикла) газового месторождения.

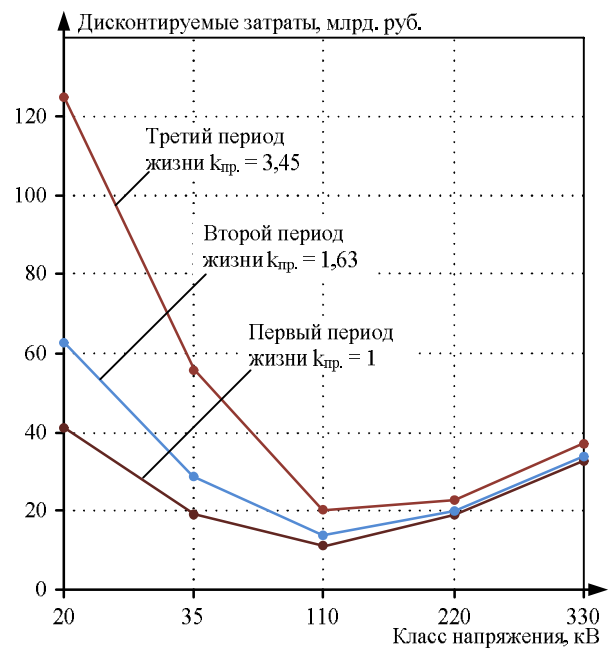


Рис. 5. Зависимость дисконтируемых затрат от класса напряжения питающей сети ВЛ «Базовая-ПГП9». Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение. Газовое месторождение большой мощности (более 75 МВт)

По выполненному расчету можно сделать вывод, что для системы внешнего электроснабжения Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения оптимальным классом напряжения является 110 кВ.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе для питающей сети газовых месторождений разработаны:

- четырнадцать математических моделей дисконтируемых затрат для стандартных классов напряжения 6, 10, 20, 35, 110, 220 и 330 кВ;
- три математических модели оптимального класса напряжения.

Полученные математические модели рекомендуются использовать в системах автоматизирования проектирования системы электроснабжения газовых месторождений с учетом всего его жизненного цикла.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безносиков А.Ф., Синцов И. А., Остапчук Д.А. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. пособие. Тюмень: ТИУ, 2016. 80 с.
2. Перспективы применения расправленного компримирования в промышленных системах добычи газа / М.А. Воронцов, А.А. Ротов, И.В. Марущенко, Е.М. Лаптев // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. 2014. №4 (20). С. 164-173.
3. Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, О.В. Арно, А.В. Меркулов, С.А. Кирсанов, А.В. Красовский, С.Ю. Свенский, А.В. Кононов // Газовая промышленность. 2015. №1 (717). С. 15-17.
4. Системный подход к размещению малогабаритных компрессорных установок на газовом месторождении в период падающей добычи / А.В. Красовский, А.В. Колмаков, Е.С. Зимин, А.А. Хахимов // Наука и техника в газовой промышленности. 2015. № 4 (62). С. 83-88.
5. Аксютин О.Е. Реализация потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2017. Спецвыпуск № 1. С. 52-58.
6. Саранча А.В., Саранча И.С. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, №3 (52). С. 146-147.

7. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М.: Наука, 1976. 279 с.
8. СТО Газпром 2-6.2-1028-2015. Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром». М., 2015.
9. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1975. 463 с.
10. НТП ЭПП-94 (Нормы технологического проектирования). Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1994.
11. Свид. о гос. регистрации прог. для ЭВМ № 2020619917. Программа для расчета дисконтируемых затрат системы внешнего электроснабжения промышленных предприятий (ПРАДИЗ) / И.М. Богачков; заявитель и правообладатель Богачков И.М.; заявл. 29.07.2020, опубл. 26.08.2020.

Поступила в редакцию 10 октября 2020 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

### MATHEMATICAL MODELS FOR CALCULATING THE OPTIMAL VOLTAGE OF THE EXTERNAL ELECTRICITY SUPPLY SYSTEM FOR GAS FIELDS OBTAINED USING THE EXPERIMENT PLANNING THEORY

Ivan M. Bogachkov

Chief Specialist, Electrical Department, LLC "Gazprom Engineering", Tyumen Branch, Tyumen, Russia. E-mail: Bogim83@mail.ru

Currently, the existing external electricity supply systems for gas fields in Western Siberia are not adapted to the growth of electrical loads by 3 and 4 times due to the implementation of energy-intensive modern gas production technologies (the one of distributed gas compression) at the final stage of gas fields development. Previously, engineering of electricity supply system for gas fields was carried out without considering the implementation of additional capacities, and this led to fundamental reconstruction of the entire electricity supply system for most gas fields in Western Siberia, for example, the power supply system for the Zapadno-Tarkosalinskoe and Yubileynoe gas fields. The main parameter of electricity supply system is the voltage class at which the transmission and distribution of electric energy occurs. The goal of this paper is to develop mathematical models for calculating the optimal voltage class considering the entire life cycle of the field. To achieve this goal, a number of tasks have been solved: all gas fields were classified into three categories by electrical load; factors that significantly affect the voltage class were determined; power supply schemes were constructed for each combination of factors and voltage classes; discounted costs are calculated for each power supply scheme; the type of the target function was proposed; the voltage class with a minimum of discounted costs is determined according to the Lagrange interpolation theory; mathematical models were constructed. Also, the results of calculating the optimization of the electricity supply line of the Medvezhye field on the obtained mathematical models in graphical form are presented in the paper. The following methods were used to solve the problems: methods of experiment planning theory and computer programming methods.

**Keywords:** experiment planning theory, voltage class, supply network, discounted costs, electricity supply system, gas field, factor.

#### REFERENCES

1. Beznosikov A.F., Sintsov I.A., Ostapchuk D.A. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenij: uchebnoe posobie* [Development and operation of gas and gas condensate fields]. Tyumen, Publ., 2016. 80 p. (In Russian)
2. Vorontsov M.A., Rotov A.A., Marushhenko I.V., Laptev E.M. Prospects of the use of straightened compression in commercial gas production systems. *Vesti gazovoj nauki: nauchno-tekhnicheski sbornik* [Collection of scientific and engineering papers "News of gas extracting"], 2014, no. (20), pp. 164-173. (In Russian)
3. Minlikaev V.Z., Dikamov D.V., Arno O.V., Merkulov A.V., Kirsanov S.A., Krasovski A.V., Svenski S.Yu., Kononov A.V. Application of mobile compressor units at the final stage of development of gas fields. *Gazovaya promyshlennost* [Gas Industry Magazine], 2015, no. 1(717), pp. 15-17. (In Russian)
4. Krasovskiy A.V., Kolmakov A.V., Zimin E.S., Khakimov A.A. The systematic approach to placing small-sized compressor units in a gas field during a period of declining production. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti* [Science and Technology in the Gas Industry], 2015, no. 4(62), pp. 83-88. (In Russian)
5. Aksiutin O.E. Implementation of energy saving potential in the main gas transport of Gazprom PJSC. *Gazovaya promyshlennost* [Gas Industry Magazine], 2017, special issue no.1, pp. 52-58. (In Russian)
6. Sarancha A.V., Sarancha I.S. Low-pressure gas of Senomanian fields of Yamalo-Nenets Autonomous District. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri* [Academic Journal of West Siberia], 2014, vol. 10, no. 3(52), pp.146-147. (In Russian)
7. Adler Yu.P., Markova E.V., Granovsky Yu.V. *Planirovanie eksperimenta pri poiske optimalnykh uslovij* [Experiment planning in search of optimal conditions]. Moscow: Science Publ., 1976. 279 p. (In Russian)
8. Company Standard STO Gazprom 2-6.2-1028-2015. Categorization of Electric Receivers of Industrial Facilities of Gazprom PJSC. Moscow, Gazprom expo, 2015, 69 c. (In Russian)
9. Melnikov N.A. *Elektricheskie seti i sistemy* [Electrical network and systems]. Moscow, Energy Publ., 1975. 463 c. (In Russian)
10. NTP EPP-94 Norms of technological design. Engineering of electricity supply for industrial enterprises. Moscow: VNIPI Tjzhpromjelektroproekt Publ., 1994. 67 p. (In Russian)
11. Bogachkov I.M. *Programma dlya rascheta diskontiruemykh zatrat sistemy vneshnego elektrosnabzheniya promyshlennykh predpriyatiy (PRADIZ)* [Program for calculating the discounted costs of the external power supply system of industrial enterprises (PRADIZ)]. Computer program RF, no. 2020619917, 2020.

Богачков И.М. Математические модели расчета оптимального напряжения системы внешнего электроснабжения газовых месторождений, полученные с применением теории планирования эксперимента // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 1(50). С. 4-9. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-1\(50\)-4-9](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-1(50)-4-9)

Bogachkov I.M. Mathematical Models for Calculating the Optimal Voltage of the External Electricity Supply System for Gas Fields Obtained Using the Experiment Planning Theory. *Elektrotehnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 1(50), pp. 4-9. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-1\(50\)-4-9](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-1(50)-4-9)