

Газовая промышленность является одной из основных отраслей топливной промышленности. Россия обладает огромным топливно-энергетическим потенциалом, который позволяет нашей стране занимать лидирующие позиции в мире по объемам добычи и производства топливно-энергетических ресурсов. ОАО «Газпром» — глобальная энергетическая компания. Основные направления ее деятельности — геологоразведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа и других углеводородов. Для поставок газа на внутренний рынок и выполнения экспортных обязательств «Газпромом» реализуются проекты строительства газотранспортных мощностей [1].

«Газпром» в качестве одного из направлений своей деятельности занимается развитием газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации и Республики Татарстан в том числе. «Газпром» ведет планомерную работу в республике. Так, объем капитальных вложений компании (с учетом дочерних обществ) на территории региона в 2007–2011 годах составил около 17,3 млрд руб. Средства были направлены, в частности, на реконструкцию газопровода «Миннибаево — Казань», компрессорной станции «Арская», газораспределительных сетей и социальных объектов. С января по август 2012 года объем капитальных вложений составил около 440 млн руб. Участие «Газпрома» в газификации регионов Российской Федерации — одно из наиболее масштабных и социально значимых направлений работы компании на внутреннем рынке. Единая система газоснабжения России управляется из Центрального производственно-диспетчерского департамента «Газпрома», основной задачей которого является обеспечение надежного и бесперебойного снабжения природным газом российских и зарубежных потребителей.

Диспетчерские подразделения «Газпрома» осуществляют круглосуточный контроль над сложным производственно-технологическим комплексом, включающим объекты добычи, переработки, транспорта и подземного хранения газа. При планировании капитального ремонта и реконструкции газопроводов-отводов на 2013–2020 г. для принятия грамотных и научно-обоснованных решений невозможно обойтись без перспективного долгосрочного прогнозирования режимов работы газопроводов-отводов. В связи с этим статистический метод долгосрочного прогнозирования режимов работы газопроводов-отводов становится важным инструментом в работе диспетчерской службы. С развитием инфраструктуры Заволжская зона Республики Татарстан стала перспективной. Появляются новые и потенциальные потребители газа. В связи с этим стоит острый вопрос о соответствии проектной производительности газопроводов-отводов новым потребностям [2]. При обращении нового абонента он может указать только планируемый предприятием средний расход газа без учета того, что в зимний период расход значительно возрастает, а летом снижается. [3] Между тем, как будет показано ниже, такие сезонные колебания составляют от 10% до 210% от планируемого

потребления газа. Газопровод-отвод к районном центре Апастово диаметром $D=300$ мм введен в эксплуатацию в 1986 году. Проектная производительность – 250,0 млн. м³ в год. Центральный газопровод имеет 4 отвода: Буинский, Ульяновский, Канашский и Татнаратлы. В связи с тем, что все отводы, кроме Ульяновского, почти достигли своей максимальной проектной производительности, подключение каждого нового крупного абонента проблематично. Основным вопросом здесь является способ подключения: к действующему газопроводу-отводу, либо прокладка новой линии. При принятии решения о прокладке нового отвода также необходимо оценить его будущую пропускную способность, особенно в зимний период. В данной работе было проведено моделирование и прогнозирование будущего потребления газа с применением эконометрических методов. Изучение динамики потребления газа было проведено по каждому из четырех газопроводов-отводов, а также по центральному газопроводу. Для анализа были использованы данные о расходе газа по месяцам за период с января 1996 по декабрь 2012 года. На рисунке 1 представлен график расхода газа по Буинскому газопроводу-отводу по месяцам с 1996 по 2012 год. Рис. 1 - Расход газа по Буинскому газопроводу Из графика видно, что данные содержат ярко выраженную сезонную компоненту. Это объясняется сезонным характером потребления газа: потребление возрастает в зимний период времени и становится минимальным в летние месяцы. При моделировании временных рядов для устранения сезонных колебаний используют аддитивную (1) и мультипликативную (2) модели: (1) , (2) где Y - уровни временного ряда, T - трендовая компонента, а E - случайные колебания [4]. В период до января 2006 года амплитуда колебания возрастала. Поэтому для моделирования сезонных колебаний на этом этапе была использована мультипликативная модель. Далее амплитуда колебаний оставалась примерно постоянной, поэтому с 2006 года использовалась аддитивная модель. После исключений сезонной компоненты данные имеют вид, представленный на рисунке 2. Рис. 2 - Расход газа по Буинскому газопроводу после исключения сезонной компоненты По рисунку видно, что на начальном этапе происходит возрастание потребления газа, а начиная с 2006 года, кривая достигает насыщения. Это связано с тем, что начиная с 2006 года была достигнута проектная мощность газопровода, и подключение крупных новых абонентов не происходило. Для моделирования данной кривой были использованы следующие тренды. Тип тренда R^2 линейный 0,7259 логарифмический 0,7499 полиномиальный 0,8392 степенной 0,8620 экспоненциальный 0,6901 логистический 0,8376 При выборе тренда помимо коэффициента детерминации также учитывалась и форма кривой. Так, наиболее высоким R^2 оказался для полиномиальной, степенной и логистической функций. Однако полиномиальный тренд предполагает дальнейший спад потребления газа, что реально не прогнозируется. А степенная форма тренда прогнозирует повышение

потребления газа. Но в данных условиях повышения потребления невозможно из-за того, что по техническим условиям невозможно дальнейшее увеличения пропускной способности данной ветки газопровода. Поэтому для моделирования была выбрана логистическая кривая Торнквиста (3): (3) Расчеты проводились в ППП «STATISTICA». В качестве параметра $C=18665$ было использовано среднее значение потребления газа по данным с элиминированными сезонными компонентами за период с 2006 по 2012 годы. Оба параметра модели (a_0 и a_1) значимы: оценка стандартная ошибка t-критерий p-значение a_0 1,6098 0,1189 13,54 0,00 a_1 -0,0347 0,0020 -17,13 0,00 После наложения сезонных колебаний результаты моделирования представлены на рисунке 3. Рис. 3 - Моделирование расхода газа по Буинскому газопроводу-отводу В итоге коэффициент детерминации $R^2=0.965$, то есть данная модель объясняет 96,52% вариации расхода газа, что является очень хорошим результатом. Для оценки максимального уровня потребления газа были построены доверительные интервалы. Исследование остатков показало, что остатки имеют нормальное распределение с параметрами . Используя полученные параметры распределения, были получены значения квантилей нормального распределения для оценки верхнего доверительного интервала с доверительными вероятностями 95% () и 99% (). Расчетные значения квантилей приведены в таблице 1. Таблица 1 - Расчетные квантили по Буинскому газопроводу

Квантиль нормального распределения, тыс.м ³	Доверительная вероятность / уровень значимости	Фактическая ошибка прогноза / число наблюдений
4628	0,99 / 0,01	1,96% / 4
3313	0,95 / 0,05	3,9% / 8

Расчет верхней границы доверительного интервала проводится по формуле (4): (4). Таким образом, можно утверждать, что расход газа будет оставаться в пределах верхней грани доверительного интервала при заданном уровне доверия. Квантиль эмпирической плотности распределения определяет границу между устойчивыми потреблением газа, вероятность которого составляет 0,95 при использовании 95% доверительного интервала (и 0,99 при использовании 99% доверительного интервала), и «экстремальным», потребление которого носит неопределенный стохастический характер. На рисунке 4 показаны исходные данные (точками) и интервальные прогнозы, рассчитанные для двух значений доверительной вероятности: 95 и 99%. Практически все реальные значения не выходят за границы доверительных интервалов. Рис. 4 - Исходные данные и интервальные прогнозы По такому же алгоритму было проведено моделирование динамики расхода газа по Канаешскому газопроводу, Ульяновскому, Татнаратлы, и по Заволжской зоне в целом. Так как загруженность Апастовского газопровода почти достигла своего предельного значения, при подключении нового объекта основной проблемой является определение того, как возрастет потребление газа, особенно в зимний период. При подключении нового потребителя невозможно предсказать аддитивную сезонность. Мультипликативная же сезонность, которая отражает

пропорции колебаний, останется неизменной. На рисунке 5 показаны сезонные компоненты мультипликативной модели S для различных газопроводов – отводов. Потребление газа увеличивается в 1,7-2,1 раза в зимние месяцы (по сравнению со средним) и составляет около 0,3 летом. Таким образом, даже для различных газопроводов различного диаметра значения сезонности очень близки. Рис. 5 - График сезонной компоненты мультипликативной модели. Если моделировать динамику потребления газа в Заволжской зоне с использованием мультипликативной модели на всем интервале времени вплоть до декабря 2012 года (а не только до 2006 года), график получится точно такой же, как и на рисунке 3, но коэффициент детерминации снизится на 0,017 и составит $R^2=0.894$. То есть результаты такого моделирования тоже можно считать очень хорошими. Таким образом, можно предложить следующий метод расчета максимального потребления газа при подключении нового абонента. Константа C, которая стоит в числителе логистической функции (3), соответствует проектному расходу газа за месяц. То есть при появлении нового потребителя параметр C следует увеличить на Cнов – соответствующее потребностям нового клиента значение среднего расхода газа в месяц. А затем учесть сезонность: $Y_{нов} = (C + C_{нов}) \cdot S_{max}$, (5) где S_{max} – максимальное значение сезонной компоненты для данного газопровода – отвода. Для определения верхней границы интервала колебаний для $Y_{нов}$ следует прибавить к $Y_{нов}$ значение соответствующего доверительного интервала. Построение доверительного интервала по газопроводу Заволжской зоны с 99 и 95% уровнями дало следующие результаты (табл. 2). Таблица 2 - Расчетные квантили и фактические ошибки прогноза по центральному газопроводу Заволжской зоны

Квантиль нормального распределения, тыс.м ³	Доверительная вероятность / уровень значимости	Фактическая ошибка прогноза / число наблюдений
5120	0,99 / 0,01	1,45% / 4
3093	0,95 / 0,05	3,26% / 9

Таким образом, по результатам проделанной работы можно сделать следующие выводы. 1. Проведено моделирование динамики потребления газа в четырех газопроводах-отводах Заволжской зоны. 2. Для моделирования среднего расхода газа была выбрана логистическая кривая с насыщением Торнквеста, горизонтальная асимптота которой дает средний уровень потребления газа (без учета циклических колебаний). 3. Получены оценки сезонной составляющей мультипликативной модели. Их значения очень близки для всех газопроводов-отводов. Это дает возможность использовать данные поправки на сезонность при оценках максимального потребления газа в зимний период при подключении нового потребителя. 4. Для уточнения максимального расхода газа рассчитана верхняя граница потребления с доверительными вероятностями 0,99 и 0,95.