

3. Формирование требований к новым видам трубной продукции, материалам, методам, оборудованию и технологиям, направленным на повышение устойчивости технологических трубопроводов КС к КРН.

4. Разработка специализированных элементов системы управления техническим состоянием технологических трубопроводов КС ОАО «Газпром», учитывающих особенности процессов образования и развития дефектов КРН.

5. Научно-методическое сопровождение нормативных документов, новых видов трубной продукции, методов, материалов, оборудования и технологий, обеспечивающих повышенную сопротивляемость технологических трубопроводов КС явлению КРН.

Реализация системного подхода позволит минимизировать риски разрушения действующих газопроводов путем проведения своевременных научно-обоснованных ремонтно-восстановительных работ и обеспечить необходимые параметры надежности и устойчивости строящихся газопроводов в зонах вероятного развития стресс-коррозионных процессов.

УДК 622.279.23/4(571.12)

Прогнозирование добычи природного газа из месторождений ОАО «Газпром» в Тюменской области

А.А. Афанасьева

(Центральный экономико-математический институт РАН, г. Москва)

Эконометрические методы активно используются современными экономистами для целей народнохозяйственного прогнозирования, в частности для прогнозирования добычи природного газа.

В результате проведенного автором эконометрического исследования получилось, что с точки зрения принципа ретроспективных расчетов наиболее точно добычу природного газа из месторождений ОАО «Газпром» в Тюменской области на 11 лет вперед (1998–2008 гг.) прогнозирует степенно-показательная производственная функция, исследованная во временном промежутке 1984–1997 гг.

$$G_t = e^{4.01089470236} (\bar{\Phi}_{t-(1990)})^{0.29784038826-5.38071425610 \cdot 10^{-4} t_{(1990)}-1} \quad (1)$$

где G_t – валовая добыча природного газа в году t , $\bar{\Phi}_{t-(1990)}$ – среднегодовая стоимость основных промышленно-производственных фондов (в сопоставимых ценах 1990 г.) в году $t-1$, $G_{1963,t-2}$ – накопленная добыча природного газа с момента начала промышленной эксплуатации первого в Тюменской области газового месторождения (1963 г.) по год $t-2$.

Действительно, ретроспективная оценка абсолютной величины относительной ошибки прогноза на 1998 г. составляет 1,4%, на 1999 г. – 2,1%, на 2000 г. – 1,9%, на 2001 г. – 0,9%, на 2002 г. – 0,1%, на 2003 г. – 0,1%, на 2004 г. – 0,8%, на 2005 г. – 2,3%, на 2006 г. – 1,9%, на 2007 г. – 1,6%, на 2008 г. – 0,7%.

На 2009 г. ошибка прогноза составила 16%. Так получилось ввиду того, что из-за отсутствия у автора необходимых статистических данных в функции (1) не учтена среднегодовая нагрузка производственных мощностей газодобывающего сектора ОАО «Газпром», отражающая колебания спроса на газ.

На 2010 г. функция (1) дает прогноз добычи природного газа из месторождений дочерних обществ ОАО «Газпром» Тюменской области в объеме 476,3 млрд м³ со стандартной среднеквадратической ошибкой в 10 млрд м³, что согласуется с планами компании по добыче естественного газа всеми ее предприятиями в объеме 519,3 млрд м³.

Прогнозы на 2010 г. по другим степенно-показательным функциям $G_t = e^{a_0} (\bar{\Phi}_{t-(1990)})^{a_1 + a_2 t_{(1990)}-1}$, исследованным с 1984 г. по 1998–2008 гг. и имеющим чуть большие ретроспективные ошибки прогноза (максимальная из них 4,5%), оказались примерно такими же, как у функции (1), или несколько выше: соответственно 482,7, 488,7, 491,0, 489,1, 485,5, 483,5, 480,7, 476,8, 474,3, 472,8 и 474,2 млрд м³.