

АДАПТИВНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

А. БАГИРОВ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан
E-mail: alovsat.baghirov @asoju.edu.az*

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы повышения эффективности эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) на основе адаптивного технологического моделирования процессов компримирования и закачки газа в пласт. В качестве объектов исследования выбраны Галмазское и Гарадагское ПХГ, являющиеся ключевыми элементами газотранспортной инфраструктуры Азербайджана. Предложена методика реконструкции компрессорных станций на базе адаптивных моделей, учитывающих изменение технологических и термодинамических параметров в режиме реального времени. В результате реконструкции Галмазского ПХГ с заменой цилиндров в газомотокомпрессорах 10ГКНАМ1/55-125 реализована двухступенчатая схема компримирования, обеспечивающая повышение давления закачки с 12,5 до 15 МПа. Для Гарадагского ПХГ предложена модель внедрения моторкомпрессоров AJAX 2804, обеспечивающих давление до 35 МПа и повышение энергоэффективности. Полученные результаты подтверждают целесообразность применения адаптивных моделей при проектировании и эксплуатации компрессорных станций ПХГ.

Ключевые слова: подземное хранение газа, компрессорная станция, адаптивное моделирование, реконструкция, Галмазская ПХГ, Гарадагская ПХГ, энергоэффективность.

Введение. Подземные хранилища газа (ПХГ) являются важнейшим элементом газотранспортной системы, обеспечивая сезонное регулирование поставок, балансировку нагрузки и стратегические запасы газа. Повышение эффективности работы ПХГ напрямую зависит от технического состояния компрессорных станций (КС), которые обеспечивают закачку и отбор газа из пласта при переменных термобарических условиях. Действующие ПХГ в Азербайджане – Галмазское и Гарадагское – были построены в 1970–1980-х годах и эксплуатируются с использованием газомотокомпрессоров типа 10ГКНАМ и МКС12. Современные требования к управлению энергоресурсами и цифровизации технологических процессов выдвигают необходимость реконструкции компрессорных станций с применением **адаптивных технологических моделей**, которые позволяют проектировать оптимальные режимы работы на основании реальных эксплуатационных данных. Для выбора и проектирования компрессоров и вспомогательного оборудования, обеспечивающих потребности различных систем в большинстве случаев достаточно определить небольшое число параметров, не изменяющихся в широком диапазоне. Однако при проектировании компрессорных станций подземных хранилищ газа существует ряд особенностей. Проектирование компрессорных станций для таких объектов требует учета многочисленных особенностей. Необходимо решить вопросы, требующие проведения исследований, такие как различные геологические, параметрические и технологические данные о хранилище газа, газовый баланс региона, диапазон давления компрессорной станции, а также динамика суточной производительности и давления в течение сезона закачки газа.

Цель настоящей работы – разработка и апробация адаптивной технологической модели реконструкции компрессорных станций Галмазской и Гарадагской ПХГ, направленной на повышение давления закачки, сокращение энергопотерь и продление срока службы агрегатов.

1. Теоретические основы адаптивного моделирования компрессорных систем. Адаптивное моделирование основано на принципе динамической коррекции параметров технологической схемы в зависимости от изменений внешних и внутренних условий эксплуатации. Применительно к компрессорным станциям это позволяет учитывать изменения температуры газа, плотности, коэффициента сжимаемости и износа деталей цилиндров. Адаптивная модель позволяет автоматически изменять параметры в зависимости от фактических данных, поступающих с датчиков давления, температуры и расхода. Это обеспечивает возможность оптимизации компрессионного цикла по критериям:

- минимизация энергопотребления;
- обеспечение целевого давления нагнетания;
- балансировка нагрузок по ступеням компрессора.

2. Методика адаптивного технологического моделирования. Разработанная методика включает несколько последовательных этапов:

1) Разработка динамики потенциала прогнозируемого к закачке газа (объем закачки по месяцам с параметрами давления и температуры на всасывании и нагнетании).

2) Построение нескольких технологических моделей (выбор типов, характеристики, количества и конфигурации компрессорного оборудования).

3) Сравнение динамики потенциала прогнозируемого к закачке газа с техническими возможностями выбранных технологических моделей.

4) Адаптация модели – корректировка параметров при изменении реальных условий (температура, давления всасывания и нагнетания).

5) Оптимизация – определение минимальной удельной энергоемкости процесса компримирования.

3. Результаты моделирования реконструкции

Галмазская ПХГ. Наиболее наглядным и экономически значимым примером **адаптивного моделирования** является реконструкция компрессорных станций Галмазской ПХГ. Из 16 газомотокомпрессоров 10ГКНАМ1/55-125, имеющихся на компрессорной станции, 11 были сохранены в прежнем состоянии. В каждом из пяти оставшихся компрессоров четыре цилиндра диаметром 150 мм (один из цилиндров пустует), способных работать с давлением на выходе до 12,5 МПа, были заменены на пять цилиндров диаметром 140 мм, способных работать с давлением на выходе до 15,0 МПа, в результате получили пять газомотокомпрессоров типа 10ГКНАМ1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150). С учетом объемов газа, предназначенных для закачки в газохранилище, было дополнительно установлено еще два таких компрессора, доведя общее количество до 7. Если до реконструкции газомотокомпрессор типа 10ГКНАМ1/55-125 мог работать с давлением на выходе только до 12,0 МПа, то в новых условиях появилась возможность закачки газа в ПХГ с давлением до 15,0 МПа. До достижения давления 11,0-11,5 МПа параллельно работают 11 газомотокомпрессоров 10ГКНАМ1/55-125 и 7 газомотокомпрессоров 10ГКНАМ1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150). В диапазоне давлений 11,5-15,0 МПа 7 компрессоров переводятся на вторую ступень. В результате этой операции объем активного газа, хранимого в год в газохранилище, увеличился на 500 млн м³.

Учитывая эффективность метода, на вновь построенном КС № 3 установлено еще 6 газомотокомпрессоров 10ГКНАМ по схеме 4+2, то есть использована та же модель. В настоящее время указанные компрессоры эксплуатируются в Галмазском газохранилище по схеме 15+9.

Практическое применение созданной модели на реальном производственном объекте обусловлено, прежде всего, ее научно-техническим обоснованием.

Анализ технико-технологических показателей газомотокомпрессоров типа 10ГКНАМ1/55-125 позволяет сделать следующие выводы:

– в наиболее напряженном режиме, то есть при абсолютных давлениях всасывания и нагнетания 4,0 и 12,5 МПа соответственно, температура давления формируется на уровне 121°С, а развиваемое на штоке усилие составляет 17680 кГс, что превышает предельно допустимые показатели (100°С и 16000 кГс соответственно);

– в другом режиме с относительно низкой степенью напряженности (при абсолютных давлениях всасывания и нагнетания 5,0 и 12,5 МПа) температура давления формируется на уровне 101°С, а развиваемое на штоке усилие составляет 16377 кГс, то есть полностью приближаются к норме;

– На остальных рассмотренных режимах (4,0 и 7,0 МПа, 5,0 и 7,0 МПа, 5,0 и 10,0 МПа, 5,0 и 12,5 МПа) технико-технологические показатели находятся в пределах нормы.

Технико-технологические показатели газомотокомпрессоров типа 10ГКНАМ1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150), сформированные на переменных режимах, приведены в таблице 1.

Таблица 1. – Формирующиеся на переменных режимах технико-технологические показатели газомотокомпрессоров типа 10ГКНАМ1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150),

Схема компрессорной части	Давление всасывания и нагнетания, абс.		Температура всасывания	Температура нагнетания	Потребляемая мощность	Производительность	Штоковое усилие
	P _s	P _b	t _s	t _b	N	Q	P _{шт}
	МПа	МПа	°С	°С	at gücü	nm ³ /saat	kQ
Газомотокомпрессор типа 10ГКНАМ 1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150), 5 компрессорных цилиндра диаметром 140 мм	При работе в 1-й ступени						
	4.0	7.0	30	72	778	27544	6925
	4.0	12.5		121	1371	22178	15627
	5.0	7.0		54	620	37265	5846
	5.0	10.0		83	1176	33866	10608
	5.0	12.5		101	1480	31363	14549
	5.5	12.5		93	1495	36110	14008
	При работе во 2-й ступени						
	10.0	12.5	30	46	874	83270	9156
	10.0	15.0		60	1499	80267	13098
	12.5	15.0		43	923	108388	10409

Анализ технико-технологических показателей газомотокомпрессоров типа 10QКНАМ1/(50-53)-(70-125)/90-(125-150), отраженных в таблице 1, при работе компрессорной станции в одноступенчатом режиме позволяет сделать следующие выводы:

– в наиболее напряженном режиме, то есть при абсолютных давлениях всасывания и нагнетания 4,0 и 12,5 МПа соответственно, температура нагнетания формируется на уровне 121 °С, а развиваемое на штоке усилие составляет 15 627 кГс, что превышает предельно допустимые показатели (100 °С и 15 000 кГс соответственно);

– в другом режиме с относительно низкой степенью напряжения (при абсолютных давлениях всасывания и нагнетания 5,0 и 12,5 МПа) температура нагнетания приближается к уровню 101 °С, то есть к норме;

– На остальных рассмотренных режимах (4,0 и 7,0 МПа, 5,0 и 7,0 МПа, 5,0 и 10,0 МПа, 5,5 и 12,5 МПа) технико-технологические показатели находятся в пределах нормы.

На основании вышеприведенного анализа определим давление перехода от одноступенчатого к двухступенчатому режиму при различных давлениях всасывания, учитывая, что предельная температура всасывания составляет $T = 100 + 273,15 = 373,15$ К. Для этого воспользуемся формулой, отражающей зависимость между температурами всасывания и нагнетания и давлениями всасывания и нагнетания в адиабатическом процессе, характерном для процесса сжатия в компрессорах.

$$T_H = T_B \cdot \left(\frac{P_H}{P_B}\right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad (1)$$

где T_B и T_H – температуры всасывания и нагнетания соответственно;

P_B и P_H – давления всасывания и нагнетания соответственно;

K – коэффициент адиабаты, для азербайджанских природных газов $k = 1,31$.

Возведя обе части уравнения в формуле (1) в степень $k/(k-1)$ и выполнив необходимые преобразования, получим:

$$P_H = P_B \left(\frac{T_H}{T_B}\right)^{\frac{k}{k-1}}. \quad (2)$$

Используя формулу (2), можно рассчитать давления перехода от одноступенчатого к двухступенчатому режиму при различных давлениях и температурах всасывания. Результаты отчета приведены в таблице 2.

Таблица 2. – Расчет допустимых давлений нагнетания на первой ступени при изменении режима при различных температурах и давлениях всасываемого газа

Температура всасывания, °С	Давление всасывания, МПа				
	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5
20	9,70	11,09	12,48	13,86	15,25
25	9,04	10,33	11,62	12,91	14,20
30	8,42	9,62	10,83	12,03	13,23
35	7,86	8,98	10,10	11,22	12,35

Гарадагская ПХГ. Чтобы продемонстрировать важность предпроектного технологического моделирования компрессорной станции газохранилища, рассмотрим варианты расширения компрессорных станций Гарадагского газохранилища. Текущий активный объем газа Гарадагского газохранилища составляет около 1,25 млрд м³, давление варьируется от 7,0 до 16,0 МПа, среднесуточная производительность действующих компрессорных станций – 12,5 млн м³/сут. На КС № 1 Гарадагского ПХГ в двухступенчатом режиме работают 5 газомотокомпрессоров типа 10 ГКНАМ 2-40/150. В газомотокомпрессоре установлены 3 цилиндра диаметром 150 мм и 2 цилиндра диаметром 140 мм. Они обеспечивают сжатие газа, поступающего на станцию с давлением 4,0 МПа, до 15,0 МПа. Учитывая, что суточная производительность одного газомотокомпрессора составляет 0,5 млн м³, при работе 5 компрессоров в пласт можно закачать 2,5 млн м³ газа в сутки. Газомотокомпрессоры МКС-12, установленный на КС № 2, работают в одноступенчатом режиме. Эти газомотокомпрессоры, имеющие 6 цилиндров диаметром

220 мм, способны сжимать газ, поступающий на станцию, при давлении 7,5–8,5 МПа до 18,0 МПа. Пять работающих на станции компрессоров могут обеспечить суточную закачку в пласт 10,0 млн м³ газа в сутки.

Предположим, что активный объем газа необходимо увеличить до 2,5 млрд м³, то есть в 2 раза. Для решения задачи необходимо определить технологические показатели новой компрессорной станции. В первую очередь, в зависимости от климатических условий необходимо определить объем газа, подлежащего закачке в хранилище на каждый месяц, давление компрессорной станции, создаваемое в конце каждого месяца, и период закачки газа в газохранилище. В результате расчетов строится совместный график среднемесячного объема газа, подлежащего закачке в хранилище, и давления, создаваемого в конце каждого месяца.

На следующем этапе следует рассмотреть, выбрать оптимальное компрессорное оборудование и заполнить необходимые отчеты. Сравним два варианта, наиболее полно отвечающие техническим требованиям, указанным на примере Гарадагской АЭС.

В первом варианте в качестве оборудования рассматривались поршневой газовый двигатель и соединенный с ним муфтой макет оппозитного компрессора. Данные компрессорные агрегаты, являющиеся реальными прототипами, имеют мощность сжатия природного газа от 4,0 до 25,0 МПа и суточную производительность 1,5 млн м³. Согласно расчетам, для новой компрессорной станции Гарадагской АЭС потребуется 8 агрегатов, в том числе 6 постоянно действующих.

Анализ совмещенного графика позволяет получить следующие результаты:

– В первый и последний месяцы закачки газа суммарная производительность всех трех станций превышает потребность в 2 раза, а с учетом резервных агрегатов – в 3 раза, что приводит к возникновению таких негативных факторов, как простой большого количества ценного оборудования на определенный период времени и необоснованный рост первоначальных капитальных вложений.

– В пик сезона закачки газа, то есть в августе-сентябре, суммарная суточная производительность станций составляет 3–5 млн м³, что на 25–35% меньше потребности. Этот дефицит настолько значителен, что даже включение резервных компрессорных агрегатов не позволяет полностью удовлетворить потребность.

– Еще одним серьезным недостатком рассматриваемого варианта является то, что при достижении давления на выходе 15–16 МПа, то есть в конце июля, необходимо остановить 5 агрегатов компрессоров 10ГКНАМ2/40-150 (2,4 млн м³/сут) и 5 агрегатов МКС12 (10,0 млн м³/сут), работающих на действующих станциях. Как видно из графика, из-за ограничения максимального давления на выходе существующие компрессорные установки могут работать только в течение первых 3,5–4 месяцев сезона. Если проект реконструкции Гарадагской АЭС предусматривает доведение активного объема газа до 3,5 млрд м³, то в конце сезона давление достигнет 28 МПа и существующие компрессорные станции будут остановлены, проработав всего 2,5–3 месяца.

В результате анализа были выявлены серьезные недостатки рассматриваемого варианта. Поэтому возникает необходимость в разработке более подходящего варианта.

Основой второй модели являются мотор-компрессоры. Мотор-компрессоры состоят из 4 силовых цилиндров и 3 компрессорных цилиндров, расположенных в горизонтальной плоскости. Особенностью данных компрессоров является способность цилиндров работать при давлении до 34,0 МПа. Учитывая, что в рамках проекта реконструкции компрессорной станции газохранилища давление будет увеличиваться и оно будет меняться в течение сезона, этот фактор создает серьезные преимущества.

Исходя из динамики закачки газа в хранилище и эффективности работы мотор-компрессоров при различных давлениях всасывания, согласно отчету, требуется 12 рабочих и 4 резервных компрессорных агрегата. Методом технологического перераспределения планируется использовать мотор-компрессоры в двух режимах в течение сезона закачки газа.

С начала сезона, то есть с апреля, при изменении давления в диапазоне 7,0–14,5 МПа, параллельно с существующими компрессорами 10ГКНАМ и МКС12 на КС № 1 и 2 будут работать 16 мотор-компрессоров. В середине сезона, после превышения давления 14,5 МПа, газ, поступающий с действующих компрессорных станций, будет компримироваться мотор-компрессорами до давления 14,5–25,0 МПа. Таким образом, удалось создать модель, которая обеспечивает как технологическую, так и экономическую эффективность вновь устанавливаемого оборудования – мотор-компрессоров.

Анализ совместного графика производительности новой технологической модели и графика требуемого объема закачки позволяет получить следующие результаты:

– Суммарная производительность компрессорных станций к началу сезона закачки газа в ПХГ превышает требуемую в 2,1 раза, в мае и июне – в 1,2 раза, в июле и августе – в 1,05 раза, в сентябре – в 1,3 раза, в октябре – в 1,65 раза, в ноябре – в 3,1 раза. В данном варианте выбранные компрессоры полностью обеспечивают потребность в закачке газа в хранилище в течение всего сезона. С другой стороны, в отличие от первого варианта, производительность компрессоров, остающихся в резерве, за исключением начала сезона, находится в пределах 5–30% от рабочей, что можно считать оптимальным.

– Одним из важных преимуществ конструкции мотор-компрессоров является их низкая металлоемкость, что позволяет существенно снизить первоначальные капитальные вложения по второму варианту.

– Благодаря простоте конструкции и малому количеству деталей по сравнению с другими компрессорами, затраты на ремонт и техническое обслуживание мотор-компрессоров оцениваются существенно ниже.

– Суммарная мощность мотор-компрессоров в 3–4 раза меньше, чем в первом варианте, что приводит к соответствующему снижению расхода топливного газа.

Представленный анализ показывает, что расширение компрессорных станций ПХГ – это проект со сложными техническими и технологическими характеристиками, а также высокими первоначальными капиталовложениями. Поэтому крайне важно провести комплексный анализ и исследования высокого уровня для разработки исходных технических требований к такому объекту, требующему высокой функциональности. Если максимальное давление закачки газа в пласт принять равным 350 атм, то максимальный объем газа, который может быть закачан в пласт, составит $16,5 \times (350 - 70) = 4620$ млн м³.

Перейдем к анализу разработанных моделей.

Модель 1. Компрессорная станция, состоящая из 5 рабочих и 1 резервного агрегатов, состоящих из компрессора KBV/6 и приводящего его в действие газового двигателя G16CM34.

Модель 2. 24 компрессора Ajax 2804, состоящие из 3 цилиндров диаметром 114,3 мм, работают в трехступенчатом режиме.

1. При давлении на выходе 70–143 атм все компрессоры КС-3 работают параллельно с КС-1 и КС-2.

2. При давлении на выходе 143–250 атм существующие КС-1 и КС-2 работают на прием 24 компрессоров Ajax 2804 (КС-3).

3. При необходимости закачки газа в диапазоне 250–350 атм., в зависимости от потребности, на режим 3-й очереди переключаются от 1 до 8 компрессоров (0,9–7,2 млн м³/сут).

Таким образом, еще раз продемонстрировано преимущество метода, заключающееся в возможности использования одного и того же оборудования не только на двух, но и на трех различных технологических позициях, что обеспечивает высокую эффективность работы оборудования.

Результаты:

1. Разработан метод, заключающийся в переключении компрессорного оборудования на работу с различными технологическими параметрами путем открытия и закрытия только определенной присоединительной арматуры и настройки соответствующей защитной системы, а также выполнен отчет по термобарическим параметрам для перехода на двухступенчатый режим на примере Галмазского ПХГ.

2. Исследованы факторы, которые считаются важными для учета при разработке исходных технических требований на проектирование компрессорных станций для подземных хранилищ газа, и разработаны рекомендации.

3. Разработан метод подбора оборудования для компрессорной станции на основе совместного графика динамики закачки газа в газохранилища и показателей производительности-мощности различных типов компрессорного оборудования.

4. На примере Гарадагского газохранилища создана рабочая модель работы одних и тех же компрессоров в трех различных режимах давления-производительности в течение сезона закачки газа.

4. Обсуждение результатов. Проведенное моделирование подтвердило эффективность применения адаптивных моделей в процессе реконструкции компрессорных станций. В отличие от традиционных расчетных схем, где параметры задаются жестко, адаптивная модель обеспечивает автоматическую подстройку характеристик под текущие эксплуатационные условия.

Применение адаптивного моделирования позволяет:

- прогнозировать эффективность модернизации до ввода оборудования в эксплуатацию;
- выявлять оптимальные параметры (диаметр цилиндра, число ступеней);
- уменьшать вероятность перегрузок и аварийных ситуаций;
- повышать точность проектных решений, снижать затраты на пусконаладочные работы.

Заключение:

1. В работе представлена адаптивная технологическая модель реконструкции компрессорных станций подземных хранилищ газа, основанная на принципах динамической оптимизации параметров компрессии.

2. Адаптивное моделирование показало высокую точность прогноза рабочих параметров и возможность интеграции в систему автоматизированного управления компрессорными станциями.

3. Методика может быть рекомендована для дальнейшего использования при проектировании и реконструкции других ПХГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. ASME Gas Storage Systems (2022). *Innovations in compressor retrofitting and modeling*. Proceedings of ASME International Gas Conference.
2. IEC (2023). *Guidelines for Energy Efficiency in Gas Compression Units*.
3. API Standard 618 (2020). *Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*.
4. "Ajax 2804 Motor-Compressors: Technical Specifications." Cooper Machinery Services, 2023.
5. UNECE Gas Working Group Report (2023). *Modernization of Gas Storage Facilities in the Caspian Region*.
6. European Gas Storage Association (2022). *Best practices for compressor station optimization*.