

Энергоэффективность технологических объектов добычи газа на примере оценки энергоемкости газового промысла

С. Е. СТЕПАНОВ – к.т.н., ведущий инженер отдела технологического проектирования

ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород

О. В. КРЮКОВ – д.т.н., заместитель директора по науке ООО «ТСН-электро», г. Нижний Новгород

В статье рассмотрены основные технологические процессы в производственной деятельности современных газодобывающих организаций. Обосновано, что оценка причин изменения энергоемкости и результатов внедрения энергосберегающих мероприятий является многофакторной задачей. Показано, что в структуре потенциала энергосбережения топливно-энергетических ресурсов основную долю составляет природный газ, на который приходится более 90% от суммарного потенциала энергосбережения. В результате повышенный расход электроэнергии в период падающей добычи ГП обусловлен снижением давления газа из-за снижения пластового давления, протяженностью трасс между скважинами и технологическими схемами подготовки газа.

Ключевые слова: автоматизированная система управления, энергосбережение, топливно-энергетические ресурсы, газодобывающая организация, дожимная компрессорная станция

Снижение энергоемкости промышленности (энергосбережение) является важнейшей задачей всех отраслей и

объектов ТЭК, которая определена Энергетической стратегией России до 2030 года и рядом отраслевых документов [1-3]. Наша страна богата полезными ископаемыми, однако доступное и дешевое топливо и электроэнергия на внутреннем рынке являются объективной причиной высокой энергоемкости валового внутреннего продукта России, а также главным сдерживающим фактором энергосбережения [4,5].

В этой связи потребление энергоресурсов в технологиях добычи газа сегодня составляет порядка 13% от суммарных затрат топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), что является характерным примером и объектом применения энергосберегающих средств и методов на объектах ТЭК.

По мере разработки месторождений происходит снижение пластового давления газа, возникает потребность в компримировании газа, приводя к уменьшению объемов добычи газа и росту энергоемкости месторождения. Для сложного комплекса объектов и систем газового промысла (ГП) расход

ТЭР зависит от многих факторов, включая внешние условия эксплуатации, которые определяют загрузку оборудования. Поэтому, снижение расхода ТЭР не всегда означает повышение энергетической эффективности производства [6-8], и в условиях снижения пластового давления газа улучшить показатели удельного энергопотребления ТЭР не всегда представляется возможным из-за физических особенностей процесса добычи, возможно снижение темпов роста затрат ТЭР на добычу газа [6,9-11].

Корректная оценка причин изменения энергоемкости и оценки результатов внедрения энергосберегающих мероприятий является многофакторной задачей. Внедрение энергосберегающих технологий и оборудования на этапе эксплуатации ГП в условиях падающей добычи чаще всего экономически не эффективно. Это было неоднократно подтверждено в рамках рассмотрения и согласования вариантов проектов реконструкции технологических объектов ГП.

Оценка энергетической эффективности технологических объектов ГП с падающей добычей в условиях снижения пластового давления газа заслуживает особого внимания в связи с наибольшей энергоемкостью добычи на данном этапе разработки месторождений. Для оперативного регулирования режимов работы технологических объектов ГП необходима система поддержки принятия решения. Важнейшей составляющей обеспечения инновационных решений является современное и бесперебойное электроснабжение объектов ГП с использованием цифровых трансформаторных подстанций (рис. 1) с полным комплектом сервисных возможностей оперативного мониторинга [12-14].

Основные теоретические аспекты проблемы оценки энергетической эффективности газодобывающих организаций (ГДО) нашли отражение в работах [6,15-18]. Авторами предлагается нормирование энергопотребления, как отдельных единиц оборудования, так и объектов на более высоких уровнях иерархии, от компрессорного цеха дожимной компрессорной станции (ДКС) и установки комплексной подготовки газа (УКПГ) до месторождения и газодобывающей организации в целом.

Однако следует отметить, что в отсутствии системы показателей энергетической эффективности технологического оборудования и технологических процессов добычи газа, а также теоретически обоснованной методики оценки энергетической эффективности, нормирование энергопотребления с целью контроля рационального использования ТЭР не представляется корректным. В связи с этим, возникает необходимость разработки системы показателей, характеризующих энергетическую эффективность технологических процессов и оборудования ГП, и оценки их энергетической эффективности.



Рис. 1. Общий вид распределительного устройства КТП на базе КРУ Каскад

Из-за недостаточной изученности вопроса оценки энергетической эффективности ГП в условиях снижения пластового давления газа, в этих работах сделан вывод о неэффективности реализации большинства программ энергосбережения ГДО.

При анализе показателей энергетической эффективности технологических объектов ГДО и их оценки было установлено, что существующие показатели энергоэффективности являются интегральными, которые характеризуют изменение общего плана в потреблении энергии.

В существующих методиках оценки энергетической эффективности газодобывающих организаций не учитывается специфика технологических процессов ГДО, не принимается во внимание, что жизненный цикл месторождений разделяется на этапы с характерными для каждого этапа особенностями потребления ТЭР. Анализ работ показал, что проблема энергетической эффективности производственных процессов для ГП не изучена.

Влияние различных факторов на энергопотребление в добыче газа

Добыча газа по энергоемкости занимает второе место после магистрального транспорта газа (табл. 1).

Таблица 1. Расход ТЭР по видам деятельности ПАО «Газпром»

Виды деятельности	%
Добыча газа	12,77
Магистральный транспорт газа	76,01
Подземное хранение газа	0,81
Переработка газа, конденсата и нефти	8,59
Распределение газа	1,81
Всего	100

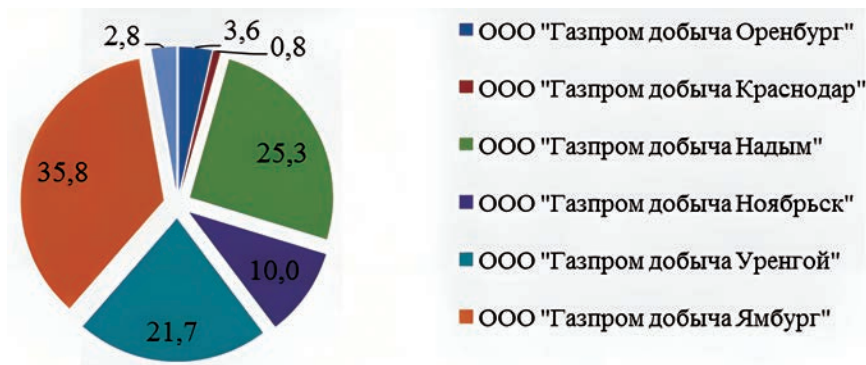


Рис. 2. Распределение объема добычи газа по ГДО ПАО «Газпром»

Газодобывающая организация является звеном Единой системы газоснабжения ПАО «Газпром», включающая сложный территориально-распределенный комплекс объектов и систем: газоносный пласт, сеть добывающих скважин, трубопроводную систему газосборных сетей (ГСС), установки предварительной подготовки газа (УППГ), трубопроводный межпромысловый коллектор (МПК), установки комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимные компрессорные станции (ДКС), малогабаритные компрессорные установки (МКУ).

Основными технологическими процессами в производственной деятельности ГДО являются:

- добыча и первичная подготовка газа;
- комплексная подготовка газа и газового конденсата на технологических установках комплексной подготовки газа с получением сухого природного газа и газового конденсата;
- транспорт газа (промысловый и межпромысловый);
- компримирование газа.

Выпускаемой продукцией для ГДО является товарный газ.

Распределение объема добычи газа по ГДО в % приведено на рис. 2.

Основной объем добываемого газа приходится на ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Уренгой»,

ООО «Газпром добыча Ноябрьск». На добычу газа расходуется природный газ, электроэнергия, тепловая энергия. Распределение расхода ТЭР по ГДО ПАО «Газпром» в % приведено на рис. 3.

Анализ приведенного распределение расхода ТЭР на добычу газа показывает, что, несмотря на самый большой вклад в добычу газа компании, самый большой расход ТЭР приходится на ООО «Газпром добыча Уренгой». Это объясняется различными факторами, влияющими на энергопотребление. В соответствии с Концепцией [4] технически возможный потенциал энергосбережения ПАО «Газпром» составляет 28,2 млн т у.т., в том числе в основных видах деятельности – 27,3 млн т у.т. (табл. 2).

На рис. 4 представлена структура потенциала энергосбережения ТЭР в ПАО «Газпром» по видам энергоресурсов [4].



Таблица 2. Потенциал энергосбережения в основных видах деятельности ПАО «Газпром» [4]

Виды деятельности	Природный газ, млн м ³	Электро-энергия, млн кВтЧ	Тепловая энергия, тыс. Гкал	Всего, тыс. т у.т.
Добыча газа, конденсата и нефти	4557	302	484	5358
Магистральный транспорт газа	17131	3446	1300	20835
Переработка газа, конденсата и нефти	62	883	4500	1001
Подземное хранение газа	334	65	50	55

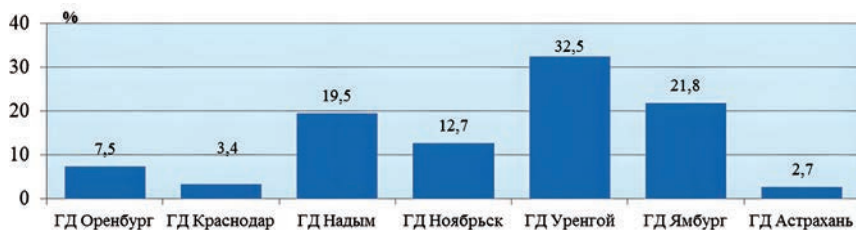


Рис. 3. Распределение расхода ТЭР по ГДО ПАО «Газпром», 2016 г.

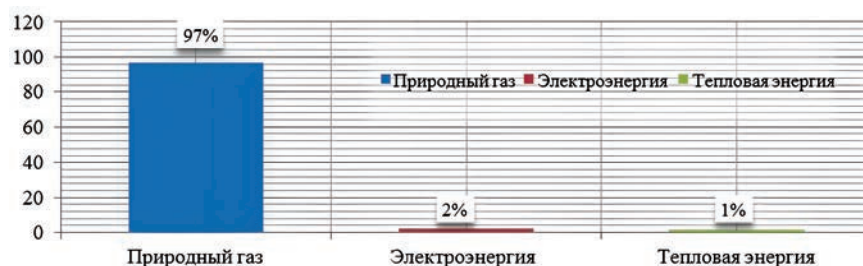


Рис. 4. Структура потенциала энергосбережения ТЭР в ПАО «Газпром» по видам энергоресурсов

Анализ данных, представленных на диаграмме, свидетельствует о том, что в структуре потенциала энергосбережения ТЭР основную долю составляет природный газ, на который приходится более 90% от суммарного потенциала энергосбережения ТЭР.

Для сложных технических систем, каким является добычный комплекс, эффективность расхода ТЭР анализируют с использованием показателей энергоёмкости, представляемых в удельной форме.

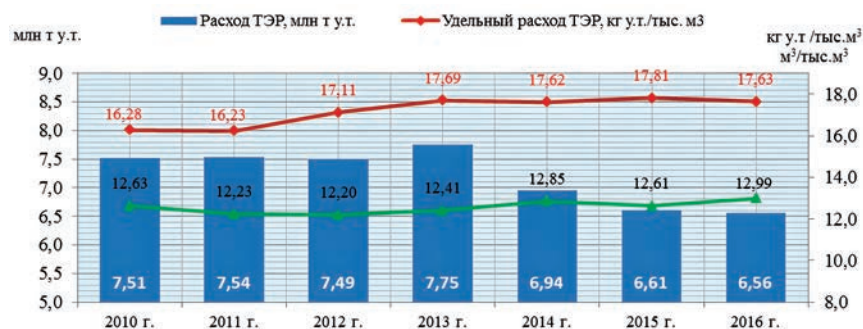


Рис. 5. Показатели потребления ТЭР и удельного расхода газа на СН и технологические потери в добыче газа ПАО «Газпром»

На графике (рис. 5) приведено суммарное потребление энергоресурсов в добыче газа ПАО «Газпром», показатель удельного расхода ТЭР и удельного расхода газа на собственные нужды (СН). Из рис. 5 видно, что в 2014 году наблюдается сокращение расхода ТЭР, однако, показатель удельного расхода газа на собственные нужды при этом увеличивается, а показатель удельного расхода ТЭР остается практически на том же уровне. В 2015 году при сокращении расхода ТЭР увеличивается показатель удельного расхода ТЭР, а показатель удельного расхода газа на собственные нужды снижается, а в 2016 году наблюдается сокращение расхода ТЭР, но при этом происходит увеличение показателя удельного расхода газа на собственные нужды, а показатель удельного расхода ТЭР снижается.

В 2011 году, при практически одинаковом расходе ТЭР в сравнении с 2010 годом, отмечается снижение удельных расходов ТЭР и газа на собственные нужды.

Анализ графика свидетельствует о том, что сокращение расхода ТЭР не всегда означает улучшение показателей энергоёмкости (в данном случае – снижение удельного расхода ТЭР и удельного расхода газа на СН). И наоборот, расход ТЭР не всегда является индикатором улучшения или ухудшения показателей энергоёмкости.

Обычно используют в качестве показателей (индикаторов), характеризующих энергетическую эффективность газодобывающих организаций, показатели удельного энергопотребления (энергоёмкости) на выполнение технологического процесса и/или выпускаемой продукции. Однако не всегда рост или снижение удельного энергопотребления является доказательством ухудшения или повышения энергетической эффективности производства вследствие выполнения энергосберегающих мероприятий. Например, при вводе новых месторождений в безкомпрессорный период уменьшение энергоёмкости ГДО будет очевидным даже без проведения энергосберегающих мероприятий [6]. Но данный факт не обязательно будет свидетельствовать об улучшении энергоэффективности.

В ГДО ежегодно внедряются программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, но в большинстве случаев их результаты не приводят к снижению энергоёмкости производства.

Проблема эффективности реализации программы энергосбережения и повышению энергетической эффективности в газовом секторе ПАО «Газпром» из-за недостаточной изученности оценки энергетической эффективности ГДО в условиях снижения пластового давления газа привела к тому, что сделан вывод о неэффективности реализации большинства программ энергосбережения ГДО.



Рис. 6. Динамика удельного расхода ТЭР и индекса изменения объема добычи газа в ПАО «Газпром»

На графике (рис. 6) приведено изменение показателя удельного расхода ТЭР и индекса изменения объема добычи газа в газодобывающем секторе ПАО «Газпром».

Анализ данных, приведенных на графике, свидетельствует о снижении объемов добычи газа и росте удельных расходов ТЭР.

В Концепции энергосбережения [4] установлено снижение удельного расхода природного газа на собственные нужды на период 2011–2020 годах не менее чем на 11,4%. Для выполнения этих темпов снижения установлен минимальный уровень ежегодной экономии природного газа на собственные нужды не менее чем на 1,2% от годового расхода.

Для газодобывающих организаций, газовые месторождения которых находятся на этапе падающей добычи газа, такой темп снижения удельного расхода газа практически невыполним.

Анализ показателей удельного энергопотребления ГДО за последние семь лет позволил сделать заключение о тенденции их увеличения. Это объясняется тем, что большинство месторождений Западной Сибири, на долю которых приходится более 90% добычи ПАО «Газпром», вступило в стадию падающей добычи газа.

Структура энергопотребления газодобывающих организаций, на долю которых приходится основной объем добываемого газа, представлена на рис. 7. При сопоставлении расходы ресурсов переведены в условное топливо.

Анализ структуры энергопотребления ГДО ПАО «Газпром», на которые приходится основной объем добываемого газа (рис. 6), показывает, что:

- удельный расход газа на собственные нужды ГДО составляет от 80 до 92% в суммарном энергопотреблении;
- на компримирование газа при этом расходуется от 70 до 99% газа собственных нужд, что является самой расходной статьёй для всех ГДО;
- на удельные технологические потери газа приходится от 4 до 15%, на удельный расход электроэнергии – от 4 до 7%.

Учитывая невозобновляемость углеводородных ресурсов и тенденции, представленные на графике (рис. 5), следует вывод о том, что для газодобывающих организаций ПАО «Газпром», находящихся на этапе жизненного цикла месторождения «падающая добыча», программа энергосбережения должна быть направлена на сокращение роста удельного расхода энергоресурсов.



Рис. 7. Влияние удельных показателей на интегральный показатель энергоёмкости газодобывающих организаций ПАО «Газпром»

Потенциал энергосбережения

На основании анализа структуры энергопотребления, представленной на графике рис. 7, в качестве основного потенциала энергосбережения определен топливный газ для технологического процесса компримирования газа. Это заключение не противоречит понятиям и методам определения потенциала энергосбережения.

Источниками потенциала энергосбережения являются [19-22]:

- реконструкция и модернизации технологического оборудования, имеющие сопутствующий эффект повышения энергоэффективности;
- оптимизация технологических режимов работы оборудования, направленная на сокращение затрат ТЭР;
- проведение различного вида ремонтов технологического оборудования, имеющих сопутствующий эффект поддержания энергоэффективности;
- внедрение энергосберегающих технологий, направленных на сокращение потерь ТЭР;
- внедрение энергосберегающих технологий, направленных на использование ВЭР.

Сокращение расхода газа на компримирование при обнаружении и устранении факторов, влияющих на необоснованно повышенный расход топливного газа, имеет отношение к оптимизации технологических процессов. Работы по повышению энергетической эффективности технологических объектов добычи газа и магистрального транспорта газа путем их оперативного регулирования проводятся широким фронтом.

При этом следует учесть существующую на сегодняшний день проблему оценки энергетической эффективности ГДО и влияния на нее результативности энергосберегающих мероприятий.

Следует отметить, что большая часть существующих исследований посвящена оценке показателей энергоэффективности технологических объектов в составе газотранспортных систем. Однако эти методики не могут быть полностью использованы для газодобывающих организаций, так как в них не учитывается специфика технологических процессов добычи газа в период падающей добычи.





Рис. 8. Динамика расхода ТЭР на добычу газа в ПАО «Газпром»

На рис. 8 приведена динамика расхода ТЭР на добычу газа в ПАО «Газпром» за период с 2010 по 2016 год.

Из графика видно, что расход энергоресурсов определяется, в основном, уровнем добычи газа, что характерно видно по 2014 году, когда уровень добычи значительно снизился из-за кризиса в мировой экономике, и это отразилось на величине расхода ТЭР – при сокращении добычи газа расход ТЭР сократился. Но в то же время в 2012 году, при снижении уровня добычи, отмечается рост энергопотребления.

ВЫВОДЫ

Таким образом, проведенный анализ показал, что повышенный расход топливного газа на компримирование и электроэнергию в период падающей добычи ГП обусловлен рядом факторов:

- снижением давления газа на входе в ДКС из-за снижения пластового давления;
- проектными решениями ГСС и протяженностью ГСС между скважинами и УКПГ;
- принятыми технологическими схемами подготовки газа.

Кроме того, на энергоэффективность влияют факторы, обусловленные сезонными изменениями условий добычи газа:

- изменение объемов газа, компримируемого ДКС;
- изменение давления газа на входе ДКС (не связанное с геологическим фактором снижения пластового давления, а зависящее от изменения отбора газа);
- изменение отношения давлений газа в ДКС;
- изменение температуры газа на входе в ДКС;
- изменением температуры воздуха.

Для анализа влияния указанных факторов используют энергетические профили, представляющие собой изменение на длительном временном интервале времени основных эксплуатационных и энергетических характеристик ГП.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2030 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.
2. Серебряков А. В., Васенин А. Б., Титов В. Г. Как повысить энергоэффективность энергетической установки // Главный энергетик. 2015. №1. С. 58–64.
3. Крюков О. В., Серебряков А. В. Экологические направления электроснабжения и задачи энергосбережения при реконструкции объектов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2015. №8. С. 23–33.
4. Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» на период 2021–2030 г. // М., ПАО «Газпром», 2021. – 30 с.
5. Васенин А. Б., Крюков О. В., Серебряков А. В. Энергетический комплекс // Патент на полезную модель RU 113085 U1, 27.01.2012. Заявка № 2011140276/07 от 04.10.2011.
6. Хворов Г. А., Воронцов М. А., Нурдинова С. А. Оценка энергоэффективности работы газдобывающей организации ПАО «Газпром» в условиях падающей добычи газа // Газовая промышленность. 2016. № 7–8. С. 78–82.
7. Крюков О. В. Оптимизация работы технологически связанных электроприводов ГПА КС // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. 2014. Т. 1. №2. С. 26–31.
8. Крюков О. В., Степанов С. Е., Серебряков А. В. Современный подход к организации ремонта по данным прогноза технического состояния и ресурса электрооборудования // Газовая промышленность. 2017. №8 (756). С. 84–89.
9. Крюков О. В., Степанов С. Е., Васенин А. Б. Поддержка диспетчерских решений газотранспортных систем на базе оценки их энергоэффективности // Наука и техника в газовой промышленности. 2019. №4. С. 71–81.
10. Крюков О. В. Оптимальное управление технологическим процессом магистрального транспорта газа // В сборнике: XII Всероссийское совещание по проблемам

управления ВСПУ-2014. Ин-т проблем управления им. В. А. Трапезникова РАН. 2014. С. 4602–4613.

11. Kryukov O. V., Serebryakov A. V. Modern systems of outdoor illumination for compressor stations // Light & Engineering. 2016. Т. 24. №2. С. 128–131.
12. Груздев В. В., Волков А. С., Крюков О. В. Методологический подход к прогнозированию технического состояния трансформаторов распределительных устройств // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2021. №1 (138). С. 14–19.
13. Крюков О. В. Коммуникационная среда передачи данных сети ETHERNET на полевом уровне различных объектов // Автоматизация в промышленности. 2012. №12. С. 26–30.
14. Крюков О. В. Принципы малолюдных технологий в организации работы электроприводных компрессорных станций // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. №4. С. 10–13.
15. Репин Д. Г., Крюков О. В. Концепты системы мониторинга технического состояния компрессорных станций // Контроль. Диагностика. 2017. №12. С. 30–35.
16. Воеков В. Н., Мещеряков В. Н., Крюков О. В. Вентильный электропривод для погружных нефтяных насосов с импульсным повышающим преобразователем напряжения в звене постоянного тока ПЧ и релейным управлением инвертором напряжения // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. 2020. Т. 20. №2. С. 110–119.
17. Крюков О. В. Моделирование и микропроцессорная реализация электромеханических систем // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. 2015. №3. С. 55–61.
18. Крюков О. В. Научные основы создания интеллектуальных электроприводов технологических установок нефтегазового комплекса // В сборнике: Труды IX международной (XX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2016. 2016. С. 423–427.
19. Пужайло А. Ф., Крюков О. В., Рубцова И. Е. Энергосбережение в агрегатах компрессорных станций средствами частотно-регулируемого электропривода // Наука и техника в газовой промышленности. 2012. №2. С. 98–106.
20. Крюков О. В. Идентификация параметров приводных электродвигателей газовых турбокомпрессоров // В сборнике: Идентификация систем и задачи управления: Труды X Международной конференции. ИГУ им. В. А. Трапезникова. 2015. С. 348–367.
21. Крюков О. В., Степанов С. Е. Организация диспетчерского управления подстанциями компрессорных цехов с экспертной оценкой проектных решений // Промышленная энергетика. 2021. №1. С. 27–34.
22. Васенин А. Б., Крюков О. В. Вопросы электропитания вдольтрассовых объектов Единой системы газоснабжения России // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2020. №2 (44). С. 181–192.