

# ИТОГИ РЕАЛИЗАЦИИ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОГРАММЫ РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА НА 2011–2015 ГГ.

УДК 622.279

**В.З. Минликаев**, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), V.Minlikaev@adm.gazprom.ru

**А.В. Коваленко**, ПАО «Газпром», A.Kovalenko@adm.gazprom.ru

**Н.А. Билалов**, ПАО «Газпром», N.Bilalov@adm.gazprom.ru

**А.В. Елистратов**, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ), A\_Elistratov@vniigaz.gazprom.ru

**Обеспечение проектных уровней добычи, безопасного и эффективного функционирования добычного комплекса в период падающей добычи зависит от своевременной реконструкции скважинного и наземного оборудования. Десять лет назад ПАО «Газпром» перешло от локальной реконструкции по фактическому состоянию объектов к комплексной реконструкции газодобывающих мощностей. В 2015 г. завершилась реализация Комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011–2015 гг. В статье представлены основные итоги реализации данной Программы.**

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, СКВАЖИНЫ, ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ, ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.

ПАО «Газпром» в настоящее время разрабатывает около 70 месторождений с запасами газа 22,7 трлн м<sup>3</sup>. Основной объем добычи приходится на месторождения Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) Ямало-Ненецкого автономного округа, а также Астраханское и Оренбургское месторождения.

Базовые месторождения НПТР, обеспечивающие сегодня основную долю добычи газа (более 50 %), эксплуатируются свыше 20 лет и в соответствии с этим находятся в стадии падающей добычи или близки к ней. Для большинства месторождений характерны следующие осложняющие добычу газа общие проблемы:

- среднесуточные дебиты скважин снизились в 4–5 раз по сравнению с начальными. Основной проблемой эксплуатации скважин является скопление конденсационной жидкости на забое и в лиф-

товых колоннах из-за снижения дебита ниже критических значений, необходимых для выноса жидкости. Требуется постоянные продувки для очистки ствола и предотвращения остановки скважин. Фонд таких скважин составляет сегодня более 20 %, и с каждым годом их число увеличивается [1]. Для обеспечения проектных уровней добычи и предотвращения потерь газа на продувку (постоянно увеличивающихся) необходима реконструкция скважин с использованием различных технологий удаления жидкости (концентрические лифтовые колонны, плунжерный лифт, поверхностно-активные вещества и др.);

- пластовое давление сеноманских залежей основных месторождений НПТР в 3–4 раза ниже давления в магистральном газопроводе, и необходимо непрерывное повышение степени сжатия промысловых компрес-

сорных станций (ДКС) для подачи газа в Единую систему газоснабжения. При отсутствии реконструкции дожимного комплекса добыча газа возможна только при практически постоянном устьевом давлении и, соответственно, стремительно падающих дебитах скважин, что приведет через несколько лет к остановке месторождения по причине самозадавливания скважин;

- в связи с уменьшением объемов добычи газа высвобождается до 40 % мощностей, что требует консервации или ликвидации больших объемов оборудования;

- большинство месторождений разрабатываются более 20 лет и будут эксплуатироваться еще более 20–30 лет. Поэтому для обеспечения безопасности и надежности производства необходима реконструкция объектов энергообеспечения, систем автоматизации и пожарной безопасности.

**Minlikaev V.Z.**, Gazprom, PJSC (Saint Petersburg, RF), V.Minlikaev@adm.gazprom.ru

**Kovalenko A.V.**, Gazprom, PJSC, A.Kovalenko@adm.gazprom.ru

**Bilalov N.A.**, Gazprom, PJSC, N.Bilalov@adm.gazprom.ru

**Elistratov A.V.**, Gazprom VNIIGAZ, LLC (Moscow, RF), A\_Elistratov@vniigaz.gazprom.ru

### Results of the implementation of Comprehensive program on the reconstruction and technical re-equipment of gas recovery facilities for 2011–2015

Ensuring the target recovery levels, safe and efficient operation of a production unit in a period of declining production, depend on a timely reconstruction of well and ground equipment. Ten years ago Gazprom, PJSC shifted from the local reconstruction in accordance with the actual state of facilities to the complex reconstruction and technical re-equipment of gas recovery facilities for 2011–2015. The article presents the main implementation results of this program.

**KEY WORDS:** PERIOD OF DECLINING PRODUCTION, RECONSTRUCTION, WELLS, BOOSTING COMPRESSOR STATIONS, INNOVATIVE ENGINEERING SOLUTIONS.

Таким образом, обеспечение проектных уровней добычи, безопасного и эффективного функционирования добычного комплекса в период падающей добычи зависит от своевременной реконструкции скважинного и наземного оборудования.

Десять лет назад ПАО «Газпром» перешло от локальной реконструкции по фактическому состоянию объектов к комплексной реконструкции газодобывающих мощностей.

В 2006 г. была разработана и одобрена Постановлением Правления ПАО «Газпром» первая Комплексная программа реконструкции и

технического перевооружения объектов добычи газа на период до 2010 года (далее – КПП 2010).

В 2011 г. Постановлением Правления была принята вторая Комплексная программа реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011–2015 годы (далее – КПП 2011–2015).

В июне 2015 г. Правление утвердило Комплексную программу реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2016–2020 годы (далее – КПП 2016–2020).

Формирование и реализация программ направлены на достиже-

ние стратегического целевого показателя ПАО «Газпром» I уровня – объема добычи природного газа.

Достижение стратегической цели требует решения следующих задач на месторождениях, где выполняется реконструкция объектов обустройства:

- обеспечение проектных объемов добычи углеводородного сырья и нормативного качества товарной продукции;
- обеспечение технической и экологической безопасности добычного комплекса;
- сокращение энерго-, ресурсозатрат и технологических потерь углеводородного сырья.

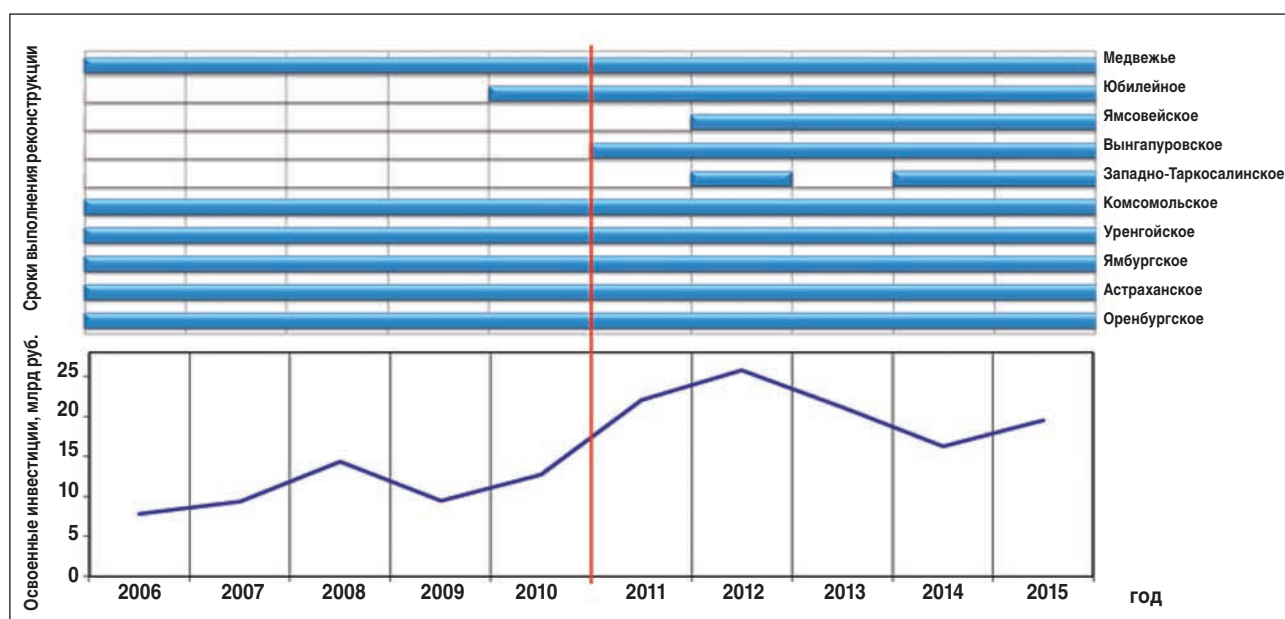


Рис. 1. Выполнение реконструкции объектов добычи газа в 2006–2015 гг.

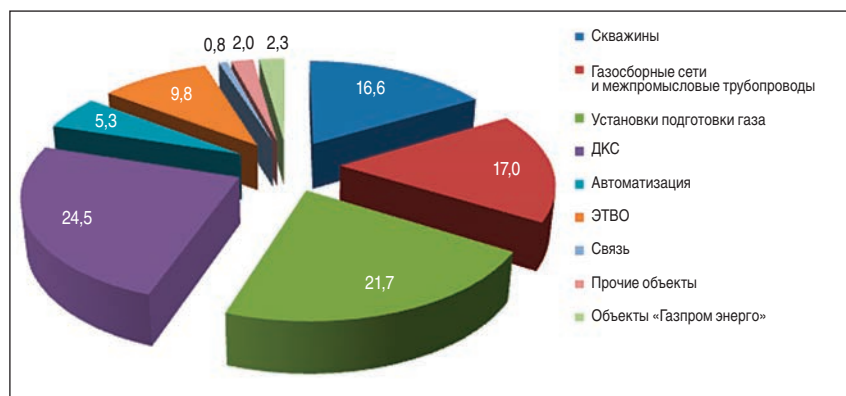


Рис. 2. Распределение капитальных вложений в реконструкцию 2011–2015 гг. по объектам добычи газа, % от общего объема освоенных инвестиций

Для решения этих задач в рамках программ реконструкции выполняются:

- модернизация всех видов физически изношенного оборудования;
- реконструкция самозадавливающихся скважин для повышения эффективности их эксплуатации и снижения нагрузки на экологию;
- внедрение автоматического контроля и управления режимами работы скважин и шлейфов в условиях падающей добычи, водо- и пескопроявлений;
- реконструкция ДКС, обеспечивающая необходимое повышение степени сжатия и оптимальную загрузку газоперекачивающих агрегатов (ГПА);
- реконструкция установок промышленной подготовки газа для обеспечения нормативного качества товарной продукции в условиях постоянного изменения технологических параметров.

Объемы освоенных инвестиций в реконструкцию объектов обустройства месторождений в 2006–2015 гг. приведены на рис. 1. В 2006–2010 гг. освоение составило 53,8 млрд руб., в 2011–2015 гг. – 104,7 млрд руб.

Как следует из приведенных данных:

- начиная с 2006 г. ПАО «Газпром» практически постоянно увеличивало объемы финансирования работ по реконструкции объектов добычи газа;

- фактическое финансирование КПР 2011–2015 в 2 раза превышает объемы финансирования КПР 2010;

• в 2011–2015 гг. реконструкция объектов добычи выполнялась на всех основных месторождениях, введенных в эксплуатацию до начала 2000-х гг.

Одной из причин увеличения объемов финансирования реконструкции в 2011–2015 гг. стало улучшение обеспечения работ проектной документацией. За период 2011–2015 гг. решениями ПАО «Газпром» было утверждено 28 проектов реконструкции. Для сравнения, в 2006–2010 гг. их было только восемь.

Распределение капитальных вложений в реконструкцию 2011–2015 гг. по объектам добычи газа приведено на рис. 2.

На реконструкцию скважин и ДКС, непосредственно влияющих на обеспечение проектных объемов добычи газа и объемов добычи в пиковый период, было направлено свыше 40 % освоенного лимита. Всего на реконструкцию объектов основного технологического назначения (скважины, газосборные сети (ГСС), установки подготовки газа (УКПГ), ДКС) за 5 лет было направлено около 80 % от всего освоенного лимита.

Доля освоенных инвестиций в реконструкцию энергетических объектов, систем автоматизации, связи и прочих объектов, обеспе-

чивающих техническую и экологическую безопасность технологий и оборудования, составила около 20 %.

В 2011–2015 гг. были выполнены следующие основные работы по реконструкции объектов добычи:

- замена 82 сменных проточных частей центробежных компрессоров на ДКС Ямбургского, Уренгойского, Медвежьего, Ямсовейского, Юбилейного, Западно-Таркосалинского и Комсомольского месторождений;
- замена 27 центробежных компрессоров на ДКС Ямбургского, Уренгойского и Медвежьего месторождений;
- ввод или полная реконструкция 18 ГПА (в том числе девяти мобильных компрессорных установок) на Медвежьем, Комсомольском и Вынгапуровском месторождениях;
- реконструкция запорно-регулирующей арматуры ДКС (горячая серия) в 21 компрессорном цехе на Уренгойском, Медвежьем и Комсомольском месторождениях;
- замена фонтанной арматуры 181 скважины Уренгойского, Комсомольского, Оренбургского и Астраханского месторождений;
- замена насосно-компрессорных труб в 453 скважинах Ямбургского, Уренгойского, Комсомольского, Оренбургского и Астраханского месторождений;
- реконструкция подземного скважинного оборудования в 157 скважинах на Оренбургском и Астраханском месторождениях;
- переведены на эксплуатацию с применением концентрических лифтовых колонн (КЛК) три скважины на Ямбургском и Уренгойском месторождениях, в том числе одна без глушения;
- бурение боковых стволов на скважинах Уренгойского, Ямбургского и др. месторождений;
- реконструкция 930 комплектов систем контроля технологических параметров работы скважин и шлейфов на Уренгойском и Комсомольском месторождениях;

- реконструкция более 57 км газосборных шлейфов и 49 км межпромысловых трубопроводов на Уренгойском, Медвежьем, Астраханском и Оренбургском месторождениях, в том числе для централизации мощностей подготовки и компримирования газа с выводом из эксплуатации избыточных мощностей на Уренгойском и Медвежьем месторождениях;

- внедрение 26 комплектов камер запуска и приема устройств для очистки шлейфов от воды на месторождении Медвежье;

- реконструкция 19 сепараторов и пробкоуловителей на месторождении Медвежье в комплексе с реконструкцией дожимного комплекса;

- введена насосная станция по перекачке конденсата на Уренгойском месторождении для поддержания оптимальных термобарических параметров на УКПГ до ввода собственных ДКС и оптимизации работ скважин и ГСС;

- реконструкция 14 автоматизированных систем управления технологическим процессом УКПГ и систем автоматического управления КЦ на Уренгойском, Медвежьем и Комсомольском месторождениях;

- реконструкция 32 автоматизированных систем пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения на Уренгойском, Медвежьем, Вынгапуровском, Вынгаяхинском и Оренбургском месторождениях;

- реконструкция объектов энергоснабжения на Ямбургском, Уренгойском, Медвежьем, Юбилейном, Вынгапуровском и Оренбургском месторождениях;

- реконструкция объектов водоснабжения и водоотведения на Ямбургском, Уренгойском и Медвежьем месторождениях.

Анализ пообъектного распределения фактически выполненной в 2011–2015 гг. реконструкции показывает, что на месторождениях НПТР реконструкция выполнялась на объектах основного технологического (скважины, ГСС,

ДКС, УКПГ) и вспомогательного (автоматизация, энергетика и др.) назначения, в то время как на месторождениях южных регионов (Оренбургском и Астраханском месторождениях) основной объем реконструкции выполнялся на скважинах.

В целом по ПАО «Газпром» выполненная в 2011–2015 гг. реконструкция обеспечит предотвращение снижения добычи с 2011 по 2024 г. в объемах свыше 200 млрд м<sup>3</sup> газа, 7000 тыс. т конденсата и 400 тыс. т нефти.

Максимальный эффект от реконструкции в 2011–2015 гг., выраженный в предотвращении потерь добычи товарного газа, был получен от работ на ДКС и скважинах (80 и 20 %, соответственно).

Экономическая эффективность реконструкции объектов добычи ПАО «Газпром» в 2011–2015 гг. соответствовала корпоративным требованиям к эффективности инвестиционных проектов.

Таким образом, за 5 лет выполнен значительный объем работ, обеспечивших проектные объемы добычи и позволивших поддерживать на достаточном уровне надежность и экологическую безопасность эксплуатации объектов добычи углеводородного сырья.

Необходимо отметить, что при реализации Программы реконструкции в 2011–2015 гг. использовалось много инновационных решений, не применявшихся в предшествующие годы. Наиболее важными из них стали:

- технологии эксплуатации скважин по КЛК с подвеской центральной лифтовой колонны без глушения скважины с использованием гибкой насосно-компрессорной трубы;

- распределенное компримирование;

- централизация подготовки и компримирования газа с выводом избыточных мощностей из эксплуатации;

- бурение боковых стволов в простаивающих скважинах;

- внедрение компрессоров с повышенными степенями сжатия;

- реконструкция сепарационного оборудования.

Технология подвески центральной лифтовой колонны без глушения скважины (рис. 3) позволяет:

- более чем в 10 раз сократить сроки простоя скважины при реконструкции;

- не допустить снижения продуктивности скважины;

- продлить срок эксплуатации скважин без проведения замены лифтовых колонн;



Рис. 3. Скважина, переведенная на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам без глушения



Рис. 4. Мобильная компрессорная установка блочно-модульного исполнения

- увеличить диапазон работы скважин при изменяющемся пластовом давлении;
- повысить добычные возможности и эффективность эксплуатации скважин в период падающей добычи.

Одним из перспективных решений на завершающей стадии разработки газовых залежей является технология распределенного компримирования, когда на отдельных участках ГСС размещаются автоматизированные мобильные компрессорные установки блочно-модульного исполнения (МКУ) полной заводской готовности (рис. 4).

Задачи распределенного компримирования:

- обеспечение стабильной работы газосборных сетей и скважин газового промысла;
- управление режимом работы скважин, подключенных к МКУ;
- поддержание требуемого давления на вход в ДКС.

Применение МКУ позволяет:

- обеспечить добычу газа при устьевых давлениях до 0,1 МПа;
- регулировать работу скважин в соответствии с продуктивными возможностями;
- ввести в эксплуатацию бездействующие низкодебитные скважины.

Данная технология испытывается с 2011 г. на Вынгапуровском месторождении. В 2015 г. реконструкция Вынгапуровского месторождения с применением распределенного компримирования была завершена.

В связи с уменьшением объемов добычи газа высвобождается до 40 % мощностей. В целях повышения эффективности эксплуатации и уменьшения капитальных вложений в реконструкцию выполняется централизация мощностей компримирования и подготовки газа. При централизации мощностей решаются задачи загрузки газоперекачивающих агрегатов и оборудования технологических цехов очистки и осушки газа, а также эффективного использования ресурса газоперекачивающих агрегатов. На месторождении Медвежье в результате централизации мощностей на ГП-2, -5, -7 выведены из эксплуатации ДКС, цеха сепарации и осушки газа и системы инженерного обеспечения.

Для извлечения остаточных запасов и увеличения конечного коэффициента газоотдачи месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, применяются различные методы восстановления работы скважин. Одним из таких методов является бурение боковых стволов. Этот метод восстановления работоспособности скважин имеет экономическое превосходство по сравнению с бурением новых скважин за счет использования части прежнего ствола и существующей системы сбора газа.

Технологическое развитие ДКС подчинено условию непрерывного повышения степени сжатия по мере снижения входного давления. Это достигается применением сменных проточных частей в унифицированных корпусах центробежных газовых компрессоров ГПА. Так, в 2012 г. на ДКС-9 месторождения Медвежье были введены в эксплуатацию центробежные компрессоры со степенью сжатия 4,0.

На УКПГ-1 Ямбургского НГКМ прошли промысловые испытания сепараторов, модернизированных по проектам ООО «Инженерно-внедренческий центр «Инжехим» и АО ЦКБН совместно с ООО «Зульцер Хемтех». Обе конструкции позволили значительно снизить уносы жидкости и мехпримесей с очищенным газом и обеспечить эффективную работу входных сепараторов при низких давлениях.

Перечисленные инновационные технологии будут широко применяться при реконструкции объектов добычи газа в рамках новой Программы в 2016–2020 гг. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Глухенький А.Г. и др. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 76–77.

#### REFERENCES

1. Minlikaev V.Z., Dikamov G.V., Glukhenky A.G., et al. Operation of Self-Killed Wells at Last Stages of Field Development // Gas Industry. – 2010. – No. 2. – P. 76–77.